

Allegato C

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

RELAZIONE TECNICA

INDICE

PARTE I: ASPETTI INTRODUTTIVI.....	4
1. Introduzione e sintesi del procedimento	4
2. Struttura del documento	5
PARTE II: COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI.....	7
3. 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).....	7
4. Tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti relativi ai servizi di misura, commercializzazione e distribuzione di gas diversi dal gas naturale ..	9
5. Componenti a copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito	11
6. Maggiorazione a copertura degli extra-costi per verifiche periodiche dei gruppi di misura di classe superiore a G6	12
PARTE III: COSTI DI CAPITALE RICONOSCIUTI.....	16
7. Categorie di cespiti e vite utili regolatorie	16
8. Trattamento dello stock di contributi esistenti al 31 dicembre 2011	18
9. Valorizzazione degli investimenti in smart meter	24
PARTE IV: TARIFFE OBBLIGATORIE E MECCANISMI DI PEREQUAZIONE	27
10. Componente CE della tariffa obbligatoria (metanizzazione Sardegna).....	27
11. Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione	29
12. Perequazione dei costi relativi al servizio di misura.....	32
PARTE V: OPZIONI TARIFFARIE.....	34
13. 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	34
14. Meccanismo di gradualità nella transizione dall'applicazione della tariffa obbligatoria alle opzioni tariffarie previste per i sistemi isolati	36
PARTE VI: IMPLEMENTAZIONE DEL REGOLAMENTO (UE) 2024/1787 E	39
DISPOSIZIONI RELATIVE ALLA QUALITÀ DEL SERVIZIO	39
15. Implementazione del regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia.....	39
16. Altre disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas.....	43

PARTE I: ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Introduzione e sintesi del procedimento

- 1.1 La regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas è disciplinata dal Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (TUDG)¹, recante disposizioni con riferimento al quinto periodo di regolazione che si conclude il 31 dicembre 2025 (di seguito: periodo di regolazione 2020-2025).
- 1.2 Con la deliberazione 221/2025/R/GAS, l'Autorità ha avviato il procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel sesto periodo di regolazione.
- 1.3 In tale ambito, l'Autorità ha evidenziato che, al fine dell'introduzione dei criteri di regolazione ROSS-base con riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas, le caratteristiche peculiari che connotano tale settore, *in primis* legate alla numerosità, frammentazione e differenziazione dei gestori dei servizi, rendono necessari specifici approfondimenti, volti a valutare come le soluzioni di implementazione del ROSS possano essere adattate al settore della distribuzione del gas. In ragione di ciò, con la citata deliberazione 221/2025/R/GAS, si è previsto che il nuovo periodo regolatorio abbia inizio dal 1° gennaio 2028.
- 1.4 Inoltre, con la medesima 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, nonché al fine 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, prevedendo 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.
- 1.5 Ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 221/2025/R/GAS, è stato quindi avviato il procedimento per valutare le modifiche al TUDG necessarie ai fini del

¹ 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).

Allegato C

prolungamento della validità della regolazione vigente agli anni 2026 e 2027, da concludersi, ai sensi del comma 2.3 della medesima deliberazione 221/2025/R/GAS, entro il 31 dicembre 2025, e comunque in tempo utile per l'approvazione delle tariffe obbligatorie per l'anno 2026.

- 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, saranno, invece, oggetto del separato procedimento avviato ai sensi dell'articolo 1 della medesima deliberazione 221/2025/R/GAS.
- 1.7 Ai fini di quanto riportato al precedente punto 1.5, con il documento per la consultazione (di seguito: DCO) 419/2025/R/GAS, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti ai fini del prolungamento delle disposizioni in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas, previste dall'attuale RTDG, nonché in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, previste dall'attuale RQDG, vigenti fino al 31 dicembre 2025.
- 1.8 In particolare, nel DCO 419/2025/R/GAS, sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità con riferimento:
 - alle tematiche per le quali si è reputato opportuno effettuare approfondimenti mediante una fase di consultazione, al fine di valutare specifiche necessità di affinamento delle attuali disposizioni. Per gli argomenti non espressamente trattati nel DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità, con la richiamata deliberazione 221/2025/R/GAS, ha previsto, in linea generale, di confermare per gli anni 2026-2027 le attuali disposizioni;
 - alle seguenti ulteriori tematiche, riportate nella parte di motivazione della deliberazione 221/2025/R/GAS, finalizzate:
 - al riconoscimento, relativamente ai servizi di distribuzione e misura in reti isolate di gas naturale e di gas diversi dal naturale, degli eventuali effetti della determinazione a consuntivo del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale, ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie a decorrere dall'anno 2027, completando il quadro di riferimento modificato con la deliberazione 130/2025/R/COM (cfr. paragrafo 13);
 - 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, concludendo in tal modo il procedimento avviato con la deliberazione 634/2021/R/GAS (cfr. paragrafo 14).

2. Struttura del documento

- 2.1 La presente relazione tecnica, oltre alla presente Parte I, di natura introduttiva, è organizzata nei seguenti capitoli:

Allegato C

- 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.

2.2 In ciascuna delle Parti elencate al precedente punto, sono riportati, per ciascuna tematica oggetto di consultazione nel DCO 419/2025/R/GAS:

- gli orientamenti dell'Autorità;
- la sintesi delle principali osservazioni pervenute dai soggetti che hanno preso parte alla consultazione rilevanti ai fini delle decisioni da parte dell'Autorità;
- le valutazioni finali dell'Autorità e le decisioni che essa intende adottare.

Allegato C

PARTE II: COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI

3. 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

- 3.1 L'attuale comma 16.1 della RTDG fissa il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (di seguito: *X-factor*) a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione per il periodo di regolazione 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%.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 3.2 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, nel DCO 419/2025/R/GAS, in ottica di contemperamento degli interessi delle imprese e dei clienti finali, ha prospettato di:
- fissare, in ottica prudenziale, per tutti i *cluster* dimensionali previsti dalla regolazione, un *X-factor* pari all'1,37%, ossia pari al valore applicato al *cluster* delle imprese di "dimensione grande", nel periodo di regolazione 2020-2025, ridotto del 50%;
 - 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.

Esito della consultazione

- 3.3 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso, in generale, contrarietà rispetto all'orientamento di assumere per gli anni 2026 e 2027, per tutti i *cluster* di imprese, la metà del valore dell'*X-factor* applicato alle imprese di grandi dimensioni nel periodo 2020-2025; un soggetto ha ritenuto comunque accettabile quanto prospettato in consultazione.

Allegato C

- 3.4 I soggetti che hanno indicato la necessità di azzerare l'*X-factor* per tutti i *cluster*, ne hanno rilevato i seguenti presupposti:
- difetto di istruttoria in relazione all'esistenza di ulteriori margini di recupero di produttività;
 - con particolare riferimento al *cluster* delle imprese di grande dimensione, gli obiettivi di efficientamento previsti dalla deliberazione 570/2019/R/GAS, confermati da ultimo con la deliberazione 87/2025/R/GAS, sono stati fissati con "orizzonte" 2025;
 - l'azzeramento dell'*X-factor* consentirebbe di preservare l'equilibrio economico delle imprese di distribuzione "di piccola dimensione" (che, con riferimento all'anno 2018 hanno evidenziato un costo operativo medio unitario maggiore dei costi operativi medi riconosciuti); tale approccio risulterebbe inoltre coerente con l'orientamento adottato ai fini del riconoscimento dei costi operativi per il servizio di misura, dove parimenti, con riferimento all'anno 2018, si è riscontrata un'insufficiente copertura dei costi operativi effettivi da parte dei costi riconosciuti.
- 3.5 Alcuni soggetti hanno ritenuto condivisibile che, in sede di definizione dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti per il prossimo periodo di regolazione, l'Autorità adotti logiche di riconoscimento che tengano conto delle valutazioni a consuntivo relative al tasso di variazione effettivo dei costi operativi delle imprese nell'anno *test*.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 3.6 L'Autorità, tenuto conto degli esiti della consultazione, ritiene opportuno definire un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione gas (gestioni comunali o sovracomunali) pari a 0% per tutte le imprese distributrici. Ciò in quanto l'esistenza di ulteriori margini di recupero di produttività del servizio di distribuzione non potrebbe che essere verificata se non attraverso specifiche analisi sul livello dei costi sostenuti dalle imprese; tale attività, tuttavia, non è in linea con la proroga prospettata per gli anni 2026-2027 a fronte del fatto che il livello di *X-factor* applicato ai fini degli aggiornamenti annuali delle tariffe (fino al 2025) è stato determinato in funzione di un obiettivo di efficientamento da conseguirsi entro l'anno 2025.
- 3.7 Dall'altra parte, è bene fin da subito sottolineare come, nell'ambito del procedimento relativo alla definizione della regolazione per il prossimo periodo di regolazione, verranno comunque valutate eventuali modalità di riconoscimento delle maggiori/minori efficienze conseguite nel corso dell'attuale periodo regolatorio che tengano conto del fatto che per gli anni 2026-2027 non è stato previsto alcun obiettivo di efficientamento.
- 3.8 In proposito, le modalità di dettaglio per l'implementazione di tale criterio generale verranno definite in coerenza con l'assetto regolatorio che verrà adottato

Allegato C

dal 2028, potendosi individuare diverse declinazioni operative in funzione del perimetro che sarà individuato con riferimento all'applicazione o meno della regolazione ROSS.

- 3.9 Su queste basi, l'Autorità ritiene opportuno procedere alla modifica del comma 16.1 della RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025, prevedendo che il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti relativi al servizio di distribuzione gas per gli anni tariffari 2026 e 2027 sia fissato pari a 0%.
- 3.10 Le decisioni 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 11, relativo alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione.

4. 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

- 4.1 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;
 - 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 distribuzione, per la gestione delle infrastrutture di rete, considerando i dati aggregati di settore.
- 4.2 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%.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 4.3 Con riferimento al servizio di misura del gas, l'Autorità, in assenza di specifiche analisi volte a evidenziare l'esistenza di margini di efficientamento, ai fini dell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti per gli anni 2026 e 2027, ha prospettato di confermare il valore di *X-factor* attualmente vigente, in misura pari a 0%.
- 4.4 Con riferimento al servizio di commercializzazione del servizio di distribuzione, ai fini dell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi per gli

Allegato C

anni tariffari 2026 e 2027, l'Autorità ha prospettato di modificare il livello di *X-factor* vigente, fissandolo pari a 0%, in ragione del fatto che, come per il servizio di distribuzione, l'*X-factor* applicato ai fini degli aggiornamenti annuali delle tariffe, è stato determinato in funzione di un obiettivo di efficientamento da conseguirsi entro l'anno 2025.

- 4.5 Anche con riferimento al servizio di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale, l'Autorità, in assenza di specifiche analisi volte a evidenziare l'esistenza di margini di efficientamento, ha espresso l'orientamento di confermare ai fini degli aggiornamenti per gli anni 2026-2027, l'attuale valore dell'*X-factor*, pari a 0%.

Esito della consultazione

- 4.6 In linea generale, tutti i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso le ipotesi di intervento richiamate ai precedenti punti da 4.3 a 4.5.
- 4.7 Con particolare riferimento al servizio di misura, alcuni soggetti hanno sostenuto che il mero azzeramento dell'*X-factor* non consentirebbe la paritetica ripartizione di efficienze (dato che nel periodo 2018-2021 i COE sono risultati maggiori dei COR) e hanno segnalato la necessità di aumentare i livelli dei costi operativi riconosciuti per tale servizio, così da allinearli a quelli effettivamente sostenuti dagli operatori, al fine di evitare uno strutturale sotto-riconoscimento tariffario.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 4.8 Con riferimento al servizio di misura, in merito all'osservazione di cui al punto 4.7, si rileva che:
- l'Autorità non ravvisa la presenza di elementi che inducano a ritenere che l'erogazione del servizio di misura avvenga in condizioni di "strutturale" sotto-riconoscimento tariffario; ai fini della verifica di tale condizione, dovrebbero essere altresì considerati i maggiori riconoscimenti derivanti dai meccanismi a copertura dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori², riconosciuti con modalità differenti rispetto alla componente parametrica $t(rac)^{ope}$ di cui al comma 31.1 della RTDG;
 - l'ipotesi di prolungamento delle disposizioni della RTDG agli anni 2026 e 2027 si sostanzia nell'estensione del periodo di validità delle regole di aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento (e conseguentemente della tariffa obbligatoria) contenute nella RTDG, valutando eventuali necessità di introdurre specifici adattamenti, senza tuttavia introdurre elementi di discontinuità nei riconoscimenti tariffari. In tal senso una revisione dei livelli di costo riconosciuto per il biennio 2026-2027 non appare coerente con tale impostazione.

² Imputati contabilmente ai comparti riferiti alla gestione dei dati di misura relativi a misuratori installati nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione e nei punti di interconnessione tra reti (articolo 6, comma 14, lettere e), f) e g), del TIUC).

Allegato C

- 4.9 Su tali basi, in logica di continuità con le disposizioni in vigore fino al 31 dicembre 2025 e in assenza di evidenze circa eventuali margini di efficientamento, ai fini dell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi del servizio di misura, l'Autorità ritiene opportuno dare seguito a quanto prospettato nel DCO 419/2025/R/GAS, procedendo a confermare, per gli anni 2026 e 2027, un *X-factor* pari a 0%.
- 4.10 Ai fini dell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi del servizio di commercializzazione, l'Autorità ritiene opportuno confermare quanto prospettato nel DCO 419/2025/R/GAS, fissando, per gli anni tariffari 2026 e 2027, un valore di *X-factor* pari a 0%, in ragione della mancata evidenza di margini di efficientamento e tenuto conto che il tasso attualmente vigente (pari a 1,57%) è stato definito con un obiettivo da conseguirsi entro l'anno 2025.
- 4.11 Su queste basi, il comma 16.3 della RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025 viene integrato prevedendo che, per gli anni 2026-2027, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di commercializzazione sia posto pari a 0%.
- 4.12 Con riferimento, infine, al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale, in ragione della mancata evidenza di margini di efficientamento, l'Autorità ritiene opportuno confermare, per gli anni 2026 e 2027, l'ipotesi di mantenere l'*X-factor* pari a 0%, in continuità coi livelli applicati negli anni 2020-2025.

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

- 5.1 I criteri di aggiornamento attualmente previsti dalla RTDG consentono di determinare i corrispettivi a copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito fino al sesto anno di affidamento. Come evidenziato nel DCO 419/2025/R/GAS, la proroga dell'attuale periodo regolatorio per gli anni 2026 e 2027 rende quindi necessario integrare la RTDG con disposizioni specifiche finalizzate all'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti per le gestioni d'ambito almeno fino all'ottavo anno di affidamento (con particolare riferimento ad ambiti assegnati nell'anno tariffario 2020, anno in cui risulta affidata la prima concessione per ambito, ai sensi del decreto legislativo 164/00).

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 5.2 Ai fini di quanto sopra riportato, per l'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi per le gestioni d'ambito per gli anni 2026 e 2027, l'Autorità, in continuità e coerenza con gli attuali criteri di aggiornamento, ha espresso l'orientamento di confermare:
- in relazione agli ambiti che servono oltre 300.000 pdr, 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-*

Allegato C

factor previsto per tali imprese, in continuità con quanto previsto con riferimento agli aggiornamenti dal quarto al sesto anno di affidamento;

- in relazione agli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, 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.

Esito della consultazione

- 5.3 I soggetti che hanno partecipato consultazione non hanno evidenziato criticità rispetto all'ipotesi prospettata in consultazione.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 5.4 L'Autorità, in assenza di osservazioni critiche, ritiene opportuno confermare quanto prospettato nel DCO 419/2025/R/GAS, prevedendo che, per gli anni 2026 e 2027, con riferimento al settimo e ottavo anno di affidamento:

- in relazione agli ambiti che servono oltre 300.000 pdr, si applichino i 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;
- in relazione agli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, si applichino i corrispettivi previsti per le imprese grandi in gestione comunale o sovracomunale, fissati per la classe di densità corrispondente.

- 5.5 Su queste basi, il comma 21.3 della RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025 viene integrato prevedendo che, per gli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, a partire dal 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. In relazione agli ambiti che servono oltre 300.000 pdr, non risulta necessario introdurre modifiche formali alla RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025, in quanto viene già definito un criterio di determinazione dei corrispettivi a partire dal quarto anno della gestione per ambito coerente con la soluzione adottata dall'Autorità per gli anni 2026-2027.

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

Attuali disposizioni della RTDG

- 6.1 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*

Allegato C

servizio dei gruppi di misura del gas), siano riconosciuti a consuntivo.

- 6.2 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*.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 6.3 Nel DCO 419/2025/R/GAS, 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 DCO 571/2022/R/GAS³, 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)*”, rilevati dalle imprese in regime ordinario di separazione contabile, con riferimento al periodo 2021-2023.
- 6.4 Sulla base dei dati disponibili, è stato calcolato il valore unitario dei costi operativi a livello di settore (rapportando i costi operativi effettivi⁴ 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; le analisi hanno evidenziato, a livello di settore, un *trend* di leggera crescita dei costi unitari relativi alle verifiche periodiche, sebbene tali costi unitari siano risultati sostanzialmente allineati ai valori di costo effettivo rilevati con riferimento al periodo 2018-2021, riportati nel DCO 571/2022/R/GAS.
- 6.5 Tenuto conto di tali evidenze e degli elementi di aleatorietà relativi all'andamento dei costi effettivi (in particolare considerando la differenziazione delle frequenze di verifica in funzione della tecnologia del gruppo di misura), che hanno indotto a valutazioni prudenziali rispetto ai dati riportati nei CAS, nel DCO 419/2025/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di:
- confermare il meccanismo di acconto-conguaglio attualmente previsto dalla RTDG, per gli anni 2026 e 2027;
 - fissare l'importo in acconto ad un valore compreso nell'intervallo di 30-35 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*.

³ È il documento per la consultazione 15 novembre 2022 571/2022/R/GAS (di seguito DCO 571/2022/R/GAS), pubblicato nell'ambito del procedimento di aggiornamento *infra*-periodo della regolazione tariffaria per gli anni 2023-2025, di cui alla deliberazione 29 dicembre 2022, 737/2022/R/GAS.

⁴ 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 DCO 427/2024/R/GAS, nell'ambito del procedimento di ottemperanza conclusosi con l'adozione della deliberazione 87/2025/R/GAS.

Allegato C

Esito della consultazione

- 6.6 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso, in generale, condivisione in relazione alla proposta di confermare il meccanismo di acconto-conguaglio; secondo un soggetto, il meccanismo di acconto-conguaglio potrebbe essere superato qualora si procedesse al riconoscimento a consuntivo dei costi per le verifiche dei GdM di classe >G6 immediatamente a valle della chiusura dei CAS dell'anno.
- 6.7 In relazione ai livelli dell'acconto, alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di mantenersi nella parte alta della forchetta proposta, in considerazione della tendenza di crescita costante dei costi unitari e dell'opportunità di non determinare variazioni eccessive sui riconoscimenti attesi in acconto.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 6.8 In merito all'osservazione di cui al punto 6.6, l'Autorità, in ottica prudenziale, ritiene opportuno confermare il meccanismo di acconto, in considerazione:
- del fatto che, con riferimento a regimi di separazione contabile diversi dal regime ordinario (incluse le imprese che si dichiarano esenti dagli obblighi di trasmissione dei CAS) non risulterebbe in ogni caso possibile procedere in via diretta alla quantificazione dell'eventuale riconoscimento, non essendo disponibile la disaggregazione dei costi per singoli comparti di separazione contabile;
 - dell'eventuale necessità di effettuare approfondimenti in relazione ai dati comunicati dalle imprese in regime ordinario di separazione contabile.
- 6.9 Eventuali valutazioni in merito all'eliminazione del meccanismo di acconto-conguaglio, ovvero in merito alla definizione di possibili modalità di riconoscimento di tipo parametrico (quali quelle adottate, a mero titolo esemplificativo, con riferimento al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori a partire dall'anno 2023), saranno valutate in occasione della definizione della regolazione per il prossimo periodo di regolazione che decorre dall'anno 2028.
- 6.10 L'Autorità, in ragione degli esiti delle analisi effettuate e tenendo conto delle osservazioni riportate al precedente punto 6.7, ritiene opportuno:
- confermare, per gli anni 2026 e 2027, l'attuale meccanismo di acconto-conguaglio previsto dall'articolo 17 della RTDG;
 - rimodulare il valore dell'acconto, per i medesimi anni, fissandolo in misura pari a 35 euro per 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*, importo che risulta comunque superiore ai livelli di costo effettivo desumibili dai CAS.
- 6.11 Su queste basi, il comma 17.5 della RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025

Allegato C

viene integrato prevedendo il nuovo valore dell'acconto per gli anni 2026-2027 di cui al punto precedente.

PARTE III: COSTI DI CAPITALE RICONOSCIUTI

7. Categorie di cespiti e vite utili regolatorie

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 7.1 Nel DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità, in ottica di stabilità regolatoria, ha espresso l'orientamento di:
- confermare in linea generale, per gli anni 2026 e 2027, le attuali categorie di cespiti e le relative durate convenzionali (c.d. vite utili) ai fini tariffari;
 - introdurre due nuove categorie di cespiti, relative alle connessioni di biometano e alle cabine bi-remi, prospettando di fissarne la 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).
- 7.2 Operativamente, l'Autorità ha espresso l'orientamento di 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 telematica RAB gas per l'anno tariffario 2026 possano essere transitoriamente attribuiti, rispettivamente, alle categorie di cespiti “impianti di derivazione (allacciamenti)” e “impianti principali e secondari”.

Esito della consultazione

- 7.3 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha ritenuto condivisibile l'orientamento di introdurre le due nuove tipologie di cespiti, con le vite utili ipotizzate nel DCO.
- 7.4 Con riferimento alle connessioni di biometano, alcuni soggetti, rilevando che tali opere sono costituite più da impianti (stazioni di misura, regolazione, compressione, sistemi di controllo e sicurezza) che da condotte, hanno proposto di assumere una vita utile di 20/25 anni (come per “impianti principali e secondari”) in luogo di una vita utile di 40 anni; un soggetto ha proposto di prevedere la verifica e l'eventuale rimodulazione delle vite utili a seguito di opportuni approfondimenti, anche alla luce degli esiti delle sperimentazioni di cui alla deliberazione 404/2022/R/GAS.
- 7.5 Diversi soggetti hanno evidenziato l'esigenza di definire anche le tipologie di costo operativo afferenti a tali nuove tipologie di cespiti e hanno richiesto di procedere a un corrispondente riconoscimento aggiuntivo in tariffa, per tenere conto dell'aumento dei volumi vettoriati, dell'incremento delle attività di controllo, conduzione e manutenzione e dei costi energetici specifici per la

Allegato C

compressione del gas; in merito, alcuni soggetti hanno proposto di introdurre un *Y-factor* per i distributori che presentano tipologie di costi sorgenti riconducibili a tali interventi. Un soggetto ha proposto che in una fase iniziale venga previsto un riconoscimento a consuntivo, introducendo gradualmente un approccio parametrico.

- 7.6 In relazione alle cabine bi-remi, secondo alcuni soggetti, il trattamento regolatorio e tariffario previsto nel caso di connessione alla rete di impianti di produzione di biometano dovrebbe essere garantito anche negli altri casi in cui il distributore riscontri una necessità di intervento per garantire e/o migliorare la funzionalità degli impianti gestiti (ad es. *boil-off gas* o produzioni nazionali).
- 7.7 Un soggetto ha segnalato criticità relativamente agli investimenti in “dispositivi elettronici”: per le loro caratteristiche intrinseche, questi cespiti, avrebbero una durata media di 10/15 anni circa e sarebbero difficilmente assimilabili alle attuali categorie di cespiti (che hanno vite mediamente molto più lunghe).
- 7.8 Alcuni soggetti hanno chiesto di valutare un adeguamento della vita utile regolatoria degli *smart meters*, alla luce dell’obsolescenza tecnologica e delle problematiche tecniche e di alimentazione riscontrate negli apparecchi più datati, così da riflettere in modo maggiormente realistico il loro effettivo ciclo di utilizzo e i costi sostenuti dalle imprese distributrici.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 7.9 Con riferimento al riconoscimento dei costi di capitale, l’Autorità ritiene opportuno confermare per gli anni 2026 e 2027 le categorie di cespiti attualmente previste, nonché confermare le relative vite utili ai fini tariffari riportate nella Tabella 3 della RTDG.
- 7.10 Con riferimento all’introduzione di nuove tipologie di cespiti destinate ad accogliere gli incrementi patrimoniali relativi a impianti di connessione di biometano e alle cabine bi-remi, l’Autorità ritiene opportuno:
- confermare l’orientamento generale di introdurre tali nuove categorie di cespiti, prevedendone l’introduzione nell’ambito della raccolta RAB gas in tempo utile per le determinazioni tariffarie per l’anno 2027;
 - prevedere che, a valle dell’introduzione dei due nuovi cespiti, venga data la possibilità alle imprese distributrici di procedere a riclassificare eventuali investimenti attribuibili a tali cespiti già dichiarati nella raccolta RAB gas in corrispondenza di altre tipologie di cespiti;
 - anche in considerazione delle osservazioni di cui al punto 7.4, rinviare la definizione delle vite utili a fini tariffari delle due nuove categorie di cespiti, a valle di opportuni approfondimenti;
 - prevedere che:
 - ai fini del riconoscimento degli investimenti in impianti di connessione di biometano, le imprese attestino il rispetto delle “*Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e*

Allegato C

disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi”, approvate con la deliberazione 29 gennaio 2019, 27/2019/R/GAS, come successivamente modificate e integrate, nonché della deliberazione 220/2023/R/GAS, vigenti al momento della richiesta di connessione degli impianti;

- ai fini del riconoscimento degli investimenti in cabine bi-remi, nelle more del completamento dei meccanismi innovativi (progetti pilota) di cui alla deliberazione 404/2022/R/GAS, possano trovare riconoscimento esclusivamente interventi che siano stati realizzati in coerenza con le procedure previste da SNAM di cui alla deliberazione 220/2023/R/GAS.

- 7.11 L'Autorità ritiene inoltre opportuno rinviare a successivi approfondimenti anche le valutazioni in merito al riconoscimento degli eventuali maggiori costi operativi afferenti alle due nuove tipologie di cespiti (cfr. punto 7.5), nonché le valutazioni relative all'eventuale estensione del trattamento regolatorio e tariffario previsto nel caso di connessione alla rete di impianti di produzione di biometano (cfr. punto 7.6), temi che, non risultando riconducibili in senso stretto al prolungamento delle attuali disposizioni della RTDG, esulano dal procedimento di proroga del TUDG avviato con la deliberazione 221/2025/R/GAS.
- 7.12 Sempre con riferimento alle durate convenzionali dei cespiti, e con particolare riferimento alle osservazioni riportate ai punti 7.7 e 7.8, si fa presente che con la deliberazione 573/2013/R/GAS, l'Autorità ha provveduto a definire la vita utile regolatoria dei cespiti relativi a gruppi di misura di classe fino a G6, in coerenza con le disposizioni di cui alla legge 99/09, che ha fissato la validità temporale dei bolli metrici e della marcatura «CE» apposti sui misuratori di gas con portata massima fino a 10 metri cubi/h pari a quindici anni.

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

Aggiornamento dei parametri per il degrado graduale

Attuali disposizioni della RTDG

- 8.1 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.
- 8.2 Con riferimento alle modalità di trattamento della quota dei c.d. contributi

Allegato C

“congelati”⁵, 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 2014-2019⁶.

- 8.3 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/GAS⁷ tra le modalità alternative, che prevedono, rispettivamente, che i contributi o non siano soggetti a degrado⁸ o siano soggetti a degrado graduale, secondo le modalità indicate all’articolo 14 della medesima RTDG.
- 8.4 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 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).
- 8.5 I valori dei parametri kg_1 e kg_2 per gli anni tariffari dal 2014 al 2025 sono riportati nella Tabella 2 della RTDG.

⁵ Come anche sintetizzato nel DCO 419/2025/R/GAS, per lo *stock* esistente al 31 dicembre 2011, in caso di scelta dell’impresa di un trattamento analogo a quello dei contributi percepiti a partire dal 2021, è stato previsto che l’ammortamento venga gestito con criteri di gradualità. In particolare, è stato previsto che una quota parte dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 fosse soggetta a rilascio immediato nel corso del quarto periodo di regolazione, mentre la quota restante (indicata appunto come contributi “congelati”) fosse soggetta a rilascio ritardato.

⁶ Allegato A alla deliberazione 367/2014/R/GAS, come successivamente modificato e integrato.

⁷ 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.

⁸ In tale caso, i contributi sono portati interamente in deduzione dal capitale investito, mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi.

Allegato C

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 8.6 Nel DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità, ai fini dell'estensione delle disposizioni della RTDG per gli anni 2026 e 2027, ha prospettato di 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%;
 - con riferimento al coefficiente kg_2 , confermando il valore definito per l'anno tariffario 2025, al fine di garantire gradualità nell'applicazione della misura e stabilità tariffaria.

Esito della consultazione

- 8.7 Secondo alcuni soggetti, la conferma del valore del parametro kg_2 , sebbene in linea con il principio di continuità, non sarebbe adeguatamente sostenuta da analisi d'impatto sulle componenti tariffarie (remunerazione e ammortamento) e sul capitale investito; *post* 2027, sarebbe opportuno che l'Autorità mantenesse il principio di gradualità, gestendo gli impatti sul valore delle componenti tariffarie con una nuova modulazione dei coefficienti (da individuare nell'ambito di uno specifico procedimento di consultazione).
- 8.8 Un soggetto ha chiesto di valutare l'introduzione della possibilità di modifica della scelta in merito all'opzione di trattamento dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, anche in ottica di passaggio, nel prossimo biennio, al nuovo metodo tariffario basato su una regolazione per obiettivi di spesa e di servizio.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 8.9 L'Autorità, al fine di garantire certezza delle modalità di riconoscimento tariffario, e in coerenza con le finalità generali sottese al presente provvedimento – che è quello di adottare affinamenti e interventi strettamente strumentali alla proroga dell'attuale disciplina nelle more dell'adozione della nuova regolazione tariffaria – ritiene opportuno definire i valori dei parametri kg_1 e kg_2 per gli anni tariffari 2026 e 2027 in continuità di criteri rispetto ai valori attuali.
- 8.10 In particolare, l'Autorità ritiene opportuno prevedere di:
- fissare il parametro kg_1 in misura pari a 0,8412, per l'anno 2026, e in misura pari a 0,8471, per l'anno 2027; tale decisione, in continuità con l'approccio adottato per il periodo di regolazione 2020-2025, risponde alla finalità di aggiornare il parametro kg_1 garantendo, in modo graduale, il rilascio completo dei contributi "congelati" entro il termine di 40 anni (a partire dal 2014) e

Allegato C

tenendo conto che fino al 2019 la quota non rilasciata è risultata pari al 20%⁹;

- confermare, per gli anni 2026 e 2027, un valore del parametro kg_2 pari a quello applicato per l'anno tariffario 2025, con l'obiettivo di garantire maggiore gradualità nell'applicazione della misura e maggiore stabilità tariffaria, evitando discontinuità significative.

- 8.11 Con riferimento al parametro kg_2 , l'Autorità ha già evidenziato nel DCO 419/2025/R/GAS che i valori assunti da tale parametro, introdotto per “modulare” le quote di degrado e, in particolare, l'impatto tariffario della misura del “congelamento” dei contributi, devono 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; in termini analitici, tale condizione è soddisfatta solo se, 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 risulta, in media, pari a 1.
- 8.12 Nel DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità ha quindi rilevato che, stante la dinamica di aumento graduale nel tempo del coefficiente kg_1 , fino a raggiungere un valore pari ad 1 nel 2053, nel caso l'Autorità ritenesse opportuno definire un valore costante del coefficiente kg_2 a partire dall'anno tariffario 2028, questo risulterebbe pari a 1,1630. La conferma per gli anni 2026 e 2027 del valore del parametro vigente nell'anno 2025, secondo una logica di stabilità tariffaria negli anni di proroga della RTDG, è quindi anche coerente con l'obiettivo di mitigare future discontinuità regolatorie nei prossimi periodi regolatori.
- 8.13 Incidentalmente, si osserva che, nelle risposte alla consultazione, non sono state presentate ipotesi alternative per la definizione dei parametri rilevanti per la definizione della quota di degrado dello *stock* di contributi al 31 dicembre 2011.
- 8.14 Su queste basi, la Tabella 2 della RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025 viene integrata riportando i valori dei parametri kg_1 e kg_2 per gli anni 2026 e 2027 di cui al precedente punto 8.10.

Trattamento dello *stock* di contributi a seguito del passaggio ad ATEM

Attuali disposizioni della RTDG

- 8.15 Come richiamato al punto 9.2 del DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità, con la deliberazione 573/2013/R/GAS, 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.
- 8.16 In merito, l'Autorità ritiene opportuno chiarire le modalità di determinazione del

⁹ 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.

Allegato C

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.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 8.17 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.
- 8.18 In termini formali, l'Autorità intende esplicitare 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 distributrice 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:

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

- 8.19 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.

Esito della consultazione

- 8.20 Alcuni soggetti hanno rilevato che la formula indicata per il calcolo della quota annua di degrado dei contributi per le località che passano a gestione d'ambito e per le quali era stato scelto di non applicare il degrado graduale nella precedente gestione comunale si configurerebbe come una sostanziale novità normativa; secondo tali soggetti, pertanto, il tema andrebbe trattato nell'ambito del procedimento relativo al nuovo periodo regolatorio.
- 8.21 Secondo un soggetto, l'impostazione prospettata nel DCO introdurrebbe una rilevante sperequazione economica tra gestore uscente, che ha beneficiato per svariati anni di maggiori quote di ammortamento (in quanto al lordo dei contributi) - e quindi di un vincolo dei ricavi maggiorato di tale effetto - e il gestore subentrante, che si trova invece a restituire quote annue di degrado relative al

Allegato C

periodo precedente al passaggio a gestione d'ambito, in cui non è stato gestore e non ha quindi fruito del maggior vincolo sui ricavi per ammortamenti al lordo dei contributi.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 8.22 Con riferimento alle osservazioni proposte, si deve rilevare che, diversamente da quanto sostenuto, la formula prospettata nel DCO 419/2025/R/GAS non ha affatto portata innovativa, ma si limita a esplicitare – secondo una rappresentazione simbolica – il contenuto d'una norma, già presente nell'assetto regolatorio dell'Autorità che sinora non era stata formalizzata in quanto il caso da essa regolato non si è ancora mai presentato nelle gare gas sinora svolte, ma che appunto non può escludersi che si presenti nel biennio di proroga 2026-2027.
- 8.23 In particolare, la norma di cui si discute è derivabile dalla regola prevista dalla RTDG, ai sensi della quale, per le gestioni d'ambito, si applica in ogni caso il regime di degrado graduale, quindi, anche con riferimento alle località che passano a gestione d'ambito e per le quali, ai sensi del comma 13.1, lettera a), della RTDG, era stata effettuata la scelta di non applicare il degrado graduale nella precedente gestione su base comunale o sovracomunale. L'effetto d'una tale disposizione, infatti, non può che essere quello della integrale restituzione, entro il periodo di 40 anni a partire dall'anno tariffario 2014, delle quote annue di degrado non restituite. La formula esplicitata nel DCO 419/2025/R/GAS, in altri termini, non è da intendersi di portata innovativa ma implicitamente già valevole per le ipotesi siffatte nell'assetto regolatorio definito dalla RTDG.
- 8.24 Come già evidenziato nel DCO 419/2025/R/GAS, le modalità di calcolo delle quote annue di degrado sono anche coerenti con la necessità di garantire parità di trattamento rispetto alle località per le quali, nel corso della gestione comunale/sovracomunale, sia stata effettuata la scelta di degrado graduale.
- 8.25 Inoltre, l'Autorità ritiene che il criterio di aggiornamento illustrato nel DCO 419/2025/R/GAS, oltre a rappresentare la soluzione di maggiore semplicità applicativa (basata su logiche di ammortamento costanti nel tempo), consente di diluire uniformemente gli effetti del mancato scongelamento pregresso dei contributi nel periodo dall'assegnazione della gara d'ambito fino al 2053, evitando di introdurre, all'interno di tale periodo, discontinuità tariffarie. In merito, si evidenzia, altresì, che nel corso della consultazione non sono comunque state proposte ipotesi di intervento alternative rispetto a quella prospettata dall'Autorità, né sono stati prospettati concreti effetti pregiudizievoli per gli operatori del settore.
- 8.26 Tuttavia, anche alla luce delle osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene opportuno svolgere ulteriori approfondimenti, rinviando pertanto a successivo provvedimento la definizione delle modalità di determinazione della quota annua di degrado dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, in relazione alle località per le quali è stata scelta l'opzione di non applicare il degrado graduale nelle gestioni comunali e sovracomunali.

Allegato C

9. Valorizzazione degli investimenti in *smart meter*

Attuali disposizioni della RTDG

- 9.1 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.
- 9.2 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%.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 9.3 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, ai fini del DCO 419/2025/R/GAS, 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.
- 9.4 In particolare, l'Autorità ha confrontato, per ciascuna classe del gruppo di misura fino alla classe G25 il valore unitario medio degli investimenti in gruppi di misura effettuati negli anni 2018-2023, con l'attuale costo unitario *standard*, espresso a prezzi 2022, previsto per gli anni 2024-2025.
- 9.5 In relazione agli *smart meter* di classe superiore a G25 e ai dispositivi *add on*, le analisi condotte 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.
- 9.6 Sulla base delle analisi svolte, l'Autorità, in ottica di stabilità regolatoria, ha espresso l'orientamento di confermare, 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 ponderazioni 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.
- 9.7 In relazione ai criteri di ponderazione tra costi effettivi e costi *standard*, infine, anche alla luce di quanto prospettato al punto precedente, l'Autorità, in ottica di continuità rispetto alla regolazione attualmente vigente, ha prospettato di

Allegato C

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%.

Esito della consultazione

- 9.8 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha ritenuto condivisibile l'orientamento di confermare gli attuali livelli dei costi *standard* e gli attuali criteri di valutazione degli investimenti; un soggetto ha condizionato tale condivisione al fatto che i costi *standard* vengano aggiornati sulla base della variazione dell'indice IPCA.
- 9.9 Alcuni soggetti hanno sostenuto che le analisi di congruità dei costi *standard*, aggiornate sulla base dei dati del periodo 2018–2023, non rifletterebero pienamente le condizioni economiche e di mercato degli ultimi anni, in cui si è registrato un forte incremento dei prezzi dei semiconduttori e dei componenti elettronici.
- 9.10 Un soggetto, evidenziando che, essendosi conclusa la fase di installazione “massiva”, gli interventi di sostituzione saranno puntuali e dispersi sul territorio, ha richiesto di aumentare il costo *standard* degli *smart meter* G4 e G6 in misura almeno pari all'incremento dei costi effettivi nel triennio 2021-2023 rispetto al triennio 2018-2020 o, in subordine, di aumentarli del 50% di tale incremento per l'anno 2026, rimandando la determinazione dei costi *standard* per l'anno 2027 a valle di ulteriori approfondimenti.
- 9.11 Diversi soggetti hanno inoltre riproposto istanze relative al riconoscimento del valore residuo degli *smart meter*, con particolare riferimento a:
- *smart meter* dismessi per difettosità, in relazione ai quali è stata evidenziata la necessità di estendere l'ambito di applicazione delle misure di riconoscimento del valore residuo non ammortizzato degli *smart meter* dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile, includendo gli *smart meter* installati successivamente al 2018 e con anno di fabbricazione successivo al 2016; un soggetto ha richiesto di valutare altresì l'ampliamento del perimetro di intervento includendo anche i gruppi di misura di classe maggiore di G6;
 - *smart meter* dismessi o in via di dismissione per tener conto della scadenza delle concessioni di alcune frequenze TLC, tra cui quelle 2G (fino al 2029), tenuto conto del fatto che alcuni operatori, in esito alla consultazione pubblica promossa dall'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni con la delibera n. 247/24/CONS¹⁰, in assenza di certezze circa il mantenimento delle *performance* delle reti di telecomunicazione 2G, starebbero già procedendo alla sostituzione massiva di tali contatori.

¹⁰ Recante “Consultazione pubblica sulle misure regolamentari concernenti l'assegnazione delle frequenze radio per sistemi terrestri di comunicazioni elettroniche i cui diritti d'uso scadono il 31 dicembre 2029”.

Allegato C

- 9.12 Un soggetto ha sostenuto che le attuali modalità di riconoscimento dello *stranded* (limitato a GdM G4-G6 fabbricati entro il 2016) non garantirebbero i medesimi effetti di ristoro per le imprese medio-piccole che hanno dispiegato il loro maggior *effort* per la sostituzione massiva dei contatori tradizionali in anni successivi al 2017-2018.
- 9.13 Alcuni soggetti hanno evidenziato la necessità che l'Autorità preveda un riconoscimento di importo più elevato nel caso di installazione di GdM *smart* dotati di funzionalità aggiuntive (ad esempio, legate alla sicurezza, alla telecomunicazione e alla capacità di gestire miscele di gas naturale e idrogeno).

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 9.14 L'Autorità, in coerenza con la posizione espressa dalla maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione, ritiene opportuno confermare per gli anni tariffari 2026 e 2027 i livelli di costo *standard* previsti per le varie tipologie di gruppi di misura, nonché gli attuali criteri di valutazione degli investimenti, basati su una media tra costi effettivi e costi *standard* con pesi pari rispettivamente al 70% e al 30%.
- 9.15 In relazione all'osservazione di cui al punto 9.8, si chiarisce che, ai sensi del comma 56.1 della RTDG, i costi *standard*, espressi a prezzi 2022, sono aggiornati sulla base del tasso di variazione medio dell'Indice di rivalutazione del capitale, che, ai sensi dell'articolo 1 della medesima RTDG, a decorrere dalla rivalutazione all'anno 2024 (ossia dall'Indice con base 1 nell'anno 2024), con prima applicazione ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2025, è rappresentato dall'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat.
- 9.16 L'Autorità ritiene opportuno rinviare a successivi approfondimenti, da svolgere nell'ambito della consultazione relativa all'aggiornamento della regolazione per il prossimo periodo di regolazione, le valutazioni in merito all'eventuale riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi per difettosità o per scadenza delle concessioni di alcune frequenze TLC (cfr. punto 9.11), nonché le valutazioni in tema di un eventuale maggior riconoscimento nel caso di installazione di GdM *smart* dotati di funzionalità aggiuntive (cfr. punto 9.13), che, ad ogni modo, si ritiene non siano riconducibili alle logiche di proroga delle attuali disposizioni e, pertanto, esulino dal procedimento avviato con la deliberazione 221/2025/R/GAS ai fini della proroga della RTDG.

**PARTE IV:
TARIFFE OBBLIGATORIE E MECCANISMI DI PEREQUAZIONE**

10. Componente *CE* della tariffa obbligatoria (metanizzazione Sardegna)

Attuali disposizioni della RTDG

- 10.1 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 caratterizzata 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_I* della medesima tariffa obbligatoria.
- 10.2 Con la deliberazione 737/2022/R/GAS, l'Autorità, a seguito della pubblicazione del dPCM 29 marzo 2022¹¹, ha:
- stabilito che possano essere ammesse ai meccanismi di socializzazione previsti dal medesimo dPCM le sole reti che rispettino i requisiti ivi indicati (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;
 - con riferimento alle reti che rispettino i requisiti previsti dal dPCM 29 marzo 2022, 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;
 - confermato, altresì, che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione, con copertura mediante la componente *UG_I* della tariffa obbligatoria.

¹¹ 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 dal 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.

Allegato C

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 10.3 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 dal 1° gennaio 2022, l'Autorità, nel DCO 419/2025/R/GAS, ha espresso l'orientamento di:
- 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 *UGI* della medesima tariffa obbligatoria;
 - estendere l'applicazione della componente *CE* anche all'anno 2027, al fine di non introdurre elementi di discontinuità rispetto al quadro regolatorio vigente e tenuto conto della discrezionalità prevista all'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022 (laddove si prevede che le misure di equiparazione delle tariffe si applichino per “almeno” cinque anni a partire dal 1° gennaio 2022), rinviando ulteriori valutazioni in merito in sede di definizione della regolazione tariffaria per il prossimo periodo regolatorio.
- 10.4 Come riportato al punto 11.9 del DCO 419/2025/R/GAS, tale ipotesi di intervento è apparsa altresì coerente con il nuovo dPCM in materia di metanizzazione della Sardegna (in corso di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale al momento della pubblicazione del DCO 419/2025/R/GAS) in sostituzione del dPCM del 29 marzo 2022.

Esito della consultazione

- 10.5 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ritenuto condivisibile l'orientamento di estendere la componente *CE* per gli anni tariffari 2026 e 2027.
- 10.6 Alcuni soggetti hanno inoltre proposto, in linea con il dettato del nuovo dPCM, a partire dal prossimo periodo regolatorio, che la Regione Sardegna venga inserita stabilmente all'interno di uno dei macro-ambiti tariffari esistenti (in particolare, nell'ambito Meridionale), anziché costituire un ambito separato, in ottica di semplificazione della regolazione e delle complessità gestionali.
- 10.7 Un soggetto ha richiesto di approfondire l'effetto che la componente *CE* ha prodotto negli anni di applicazione del dPCM 29 marzo 2022, al fine di individuare soluzioni che non rechino “appesantimenti” alla tariffa obbligatoria applicata agli ambiti tariffari del Paese, riducendo anche la competitività economica del vettore gas rispetto ad altri vettori.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 10.8 Preliminarmente all'illustrazione delle valutazioni alla base della decisione finale, occorre rilevare che nella G.U. Serie Generale n. 255 del 3 novembre 2025 è stato

Allegato C

pubblicato il dPCM 10 settembre 2025 in sostituzione del dPCM 29 marzo 2022, in vigore dal giorno successivo alla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

- 10.9 Con particolare riferimento agli aspetti tariffari relativi ai servizi di distribuzione e misura del gas, il suddetto dPCM 10 settembre 2025 prevede, tra l'altro, che, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna al momento dell'entrata in vigore del decreto, l'Autorità adotti misure adeguate a consentire, nei limiti di costi efficienti, a decorrere dal 1° gennaio 2026, tariffe di distribuzione in linea con quelle dell'ambito tariffario Meridionale, come individuati dalla regolazione tariffaria.
- 10.10 L'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti espressi nel DCO 419/2025/R/GAS, prevedendo anche per gli anni 2026-2027, 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, e stabilendo che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione, a valere sulla componente *UGI* della medesima tariffa obbligatoria. Tali disposizioni appaiono infatti pienamente coerenti con il dPCM 10 settembre 2025 sopra richiamato, e non richiedono altri adeguamenti, diversamente da quanto auspicato nelle osservazioni di cui al punto 10.6.
- 10.11 In merito alle osservazioni di cui al punto 10.6, si fa osservare che l'inclusione dei costi della Sardegna in altri ambiti tariffari:
- non risultando aderente alle esigenze di prolungamento dell'attuale periodo di regolazione, esulerebbe dagli obiettivi del presente procedimento;
 - comporterebbe, soprattutto, una maggiore complessità amministrativa ai fini dell'individuazione del maggior costo sostenuto dagli utenti finali sardi, ai fini della loro equiparazione con i clienti dell'ambito Meridionale (in coerenza con la nuova formulazione del dPCM 10 settembre 2025) e quindi ai fini della valorizzazione della componente perequativa *CE*, di cui al comma 42.1, lettera k) della RTDG, da applicare agli utenti sardi, nonché delle conseguenti esigenze di copertura di tali maggiori costi da porre in capo ai clienti diversi dai clienti sardi.
- 10.12 Su tali basi, l'Autorità ritiene opportuno procedere a modificare il comma 42.1, lettera k), della RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025, al fine di:
- individuare come riferimento il nuovo dPCM 10 settembre 2025 (in luogo del riferimento attuale al dPCM 29 marzo 2022);
 - prevedere che negli anni fino al 2027, la componente *CE* trovi applicazione con riferimento alle sole reti di distribuzione ubicate nella Regione Sardegna, di cui al medesimo dPCM settembre 2025.

11. Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione

Allegato C

Attuali disposizioni della RTDG

- 11.1 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.
- 11.2 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 di specifiche condizioni indicate al comma 45.2 della RTDG;
 - 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 di specifiche condizioni indicate al comma 45.4 della RTDG.
- 11.3 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, 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.
- 11.4 Con riferimento all'elemento $\Delta RID_{t,c}$, di cui alla lettera b) del punto 11.2, 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 $\Delta RID_{t,c}$.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 11.5 Nel DCO 419/2025/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di 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 $\Delta RID_{t,c}$:
- con riferimento all'elemento $\Delta OPE_{t,c}$, l'Autorità ha prospettato di introdurre una limitazione ai fini della sua valorizzazione per gli anni successivi al 2025,

Allegato C

prevedendo l'applicazione, per gli anni 2026 e 2027, di un coefficiente di modulazione (pari al 50%) degli effetti dell'elemento $\Delta OPE_{t,c}$ sul calcolo dell'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, in considerazione di quanto prospettato in relazione all'*X-factor* per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti relativi al servizio di distribuzione, nonché 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;

- con riferimento all'elemento $\Delta RID_{t,c}$, l'Autorità ha espresso l'orientamento di prevedere 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 con riferimento al *cluster* “dimensione grande”.

Esito della consultazione

- 11.6 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno manifestato contrarietà rispetto all'ipotesi di introdurre dei coefficienti di modulazione degli effetti sull'ammontare di perequazione relativo al servizio di distribuzione collegati all'elemento $\Delta OPE_{t,c}$, ritenendo priva di fondamento la correlazione prospettata dall'Autorità tra gli effetti derivanti dalla determinazione dell'*X-factor* e tale previsione; più in particolare, è stato evidenziato che:
- i costi di gestione (salvo quelli “diretti” di misura e commercializzazione) non si contraggono linearmente con lo spegnimento del pdr;
 - il fenomeno della riduzione dei pdr pare essere tuttora in corso con la stessa *magnitudo* e la sua intensità disomogenea genera impatti gestionali e operativi differenziati che impediscono di contenere gli *opex*;
 - in linea generale, quanto prospettato dall'Autorità non sarebbe supportato da adeguate giustificazioni tecniche ed economiche.
- 11.7 Tutti i soggetti hanno condiviso l'ipotesi di confermare l'elemento $\Delta RID_{t,c}$ e hanno richiesto di aggiornare il corrispettivo *pro-forma* $t(dis)_{t,c}^{RID}$ assumendo un *X-factor* pari a zero.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 11.8 Tenuto conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità, con riferimento all'elemento $\Delta OPE_{t,c}$, di cui all'articolo 45 della RTDG, ritiene opportuno modificare le ipotesi di intervento riportate nel DCO 419/2025/R/GAS.
- 11.9 In merito, occorre osservare che, pur in considerazione della natura di “breve termine” della misura, non vi sono elementi che inducano a ritenere che siano venuti meno i presupposti alla base della decisione di introdurre meccanismi di mitigazione dei minori ricavi derivanti da riduzioni significative del numero di pdr

Allegato C

per effetto della transizione ad altri vettori energetici, atteso che i riconoscimenti alla base dell'attuale periodo di regolazione sono stati definiti sulla base del numero di pdr serviti nell'anno 2018.

- 11.10 Per tali motivi, tenuto conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità intende confermare per gli anni 2026 e 2027 l'elemento $\Delta OPE_{t,c}$, di cui all'articolo 45 della RTDG, senza procedere alla rimodulazione dei riconoscimenti prospettata nel DCO 419/2025/R/GAS.
- 11.11 Con riferimento all'elemento $\Delta RID_{t,c}$, di cui all'articolo 45 della RTDG, l'Autorità ritiene opportuno, ai fini degli aggiornamenti per gli anni 2026 e 2027, assumere lo stesso valore di *X-factor* usato per aggiornare i costi operativi con riferimento alle gestioni comunali e sovracomunali, pari a 0% (cfr. punto 3.6e successivi).

12. Perequazione dei costi relativi al servizio di misura

Attuali disposizioni della RTDG

- 12.1 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 *Pg*, per singolo gruppo di misura appartenente alla classe *g* non installato nei termini previsti, il cui valore è riportato nella Tabella 9 della RTDG.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 12.2 In ottica di continuità rispetto alla regolazione vigente, l'Autorità, nel DCO 419/2025/R/GAS, ha prospettato di 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.

Allegato C

Esito della consultazione

- 12.3 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso generale condivisione rispetto all'ipotesi di confermare le attuali previsioni regolatorie.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 12.4 L'Autorità, in assenza di osservazioni critiche rispetto alle ipotesi illustrate nel DCO 419/2025/R/GAS e in ottica di continuità rispetto alla regolazione vigente, 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.

**PARTE V:
OPZIONI TARIFFARIE**

13. 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

- 13.1 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, introducendo - tra l'altro - un meccanismo di raccordo, con effetti sul tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale per l'anno tariffario 2025 al fine di consentire di riallineare i periodi per il calcolo delle variazioni dell'indice con gli anni solari.
- 13.2 Tale spostamento del riferimento temporale a cui viene rivalutato il capitale, 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 tra l'anno $t-2$ e l'anno $t-1$. A tale fine, 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.
- 13.3 Con specifico riferimento ai servizi a cui si applicano le opzioni tariffarie, con la deliberazione 130/2025/R/COM, 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, prevedendo, in sede di determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2026, una partita straordinaria di ricavi ammessi aggiuntivi;
 - 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 $t-1$, valutando anche l'opportunità di modificare le tempistiche per la pubblicazione delle opzioni tariffarie.
- 13.4 Sulla base del quadro richiamato, con riferimento ai servizi cui si applicano le

Allegato C

opzioni tariffarie, non è risultato necessario prevedere ulteriori ipotesi di intervento con riferimento alle modalità per la rivalutazione del capitale ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie per l'anno 2026.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

13.5 Nel DCO 419/2025/R/GAS l'Autorità ha valutato le seguenti modalità alternative, da applicarsi ai fini della rivalutazione del capitale per le opzioni tariffarie per l'anno tariffario 2027:

- *Ipotesi 1*: assumere, per il calcolo del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale, 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 (segnatamente, relative all'indice IPCA Italia);
- *Ipotesi 2*: spostamento del termine per l'approvazione delle opzioni tariffarie per l'anno t dal 31 dicembre dell'anno $t-1$ al 28 febbraio dell'anno t ;
- *Ipotesi 3*: conferma del termine del 31 dicembre dell'anno $t-1$ per l'approvazione delle opzioni tariffarie per l'anno t , prevedendo, in sede di determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno t , 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 $t-1$.

Esito della consultazione

13.6 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso generale condivisione rispetto all'*Ipotesi 1*, che prevede di adottare ai fini della rivalutazione del capitale il tasso di variazione dell'IPCA Italia previsto dalla Banca d'Italia, senza aggiustamenti *ex post*.

13.7 Un soggetto ha proposto di adottare misure straordinarie *ex post* in caso di rilevanti anomalie nell'andamento dell'indice IPCA Italia a consuntivo.

Valutazioni e decisioni conseguenti

13.8 L'Autorità ritiene opportuno, al fine di completare il quadro di riferimento per la rivalutazione del capitale fino alle tariffe per l'anno 2027, in linea con l'orizzonte temporale della proroga previsto dalla deliberazione 221/2025/R/GAS, confermare l'orientamento di dare corso all'*Ipotesi 1* prospettata nel DCO 419/2025/R/GAS, in ottica di semplificazione amministrativa e in ragione della propensione manifestata dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione. Su queste basi, l'Autorità ritiene opportuno 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

Allegato C

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.

- 13.9 In relazione all'osservazione di cui al punto 13.7, l'Autorità non ritiene necessario, in linea generale, prevedere meccanismi di aggiustamento *ex post*, ritenendo che non sussistano ragioni strutturali che implicino una sistematica sovra o sottostima del valore a consuntivo. Come evidenziato nel DCO 419/2025/R/GAS, 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 comunque di entità molto limitata.

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

Attuali disposizioni della RTDG

- 14.1 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.
- 14.2 Il punto 14 della deliberazione 570/2019/R/GAS ha introdotto una disciplina transitoria relativa all'applicazione della regolazione tariffaria, riservata alle imprese distributrici che gestiscono reti isolate di GNL e reti isolate alimentate con carro bombolaio, già in esercizio al 31 dicembre 2019, prevedendo la possibilità di richiedere, in attesa di futura connessione con il sistema nazionale trasporto, 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 dal 1° gennaio 2021.
- 14.3 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 distributrice 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.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 14.4 Con la deliberazione 28 dicembre 2021, 634/2021/R/GAS, è stato avviato un

Allegato C

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.

- 14.5 Nel DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità, ai fini della chiusura del procedimento avviato con la deliberazione 634/2021/R/GAS, 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), ha valutato 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.
- 14.6 In relazione agli anni successivi, l'Autorità ha ritenuto 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.
- 14.7 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 ha espresso l'orientamento di:
- 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;
 - 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 cinque anni, in assenza di interconnessione con la rete di trasporto.

Esito della consultazione

- 14.8 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ritenuto condivisibili le ipotesi prospettate nel DCO 419/2025/R/GAS.
- 14.9 Un soggetto ha evidenziato la necessità di prevedere specifiche disposizioni volte a consentire l'applicazione anche a tali realtà di altri aspetti della regolazione, come, ad esempio, le disposizioni relative all'operatività dei servizi di ultima

Allegato C

istanza e una piena operatività delle eventuali prestazioni gestite attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), al fine di non limitare la concorrenza lato vendita nei confronti dei clienti finali.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 14.10 L'Autorità, in assenza di osservazioni critiche rispetto alle ipotesi illustrate nel DCO 419/2025/R/GAS, considerata anche l'esiguità della casistica in oggetto, ritiene opportuno procedere alla chiusura del procedimento avviato con la deliberazione 634/2021/R/GAS, confermando, a decorrere dall'anno 2026, l'attuale regime di assimilazione alle reti di distribuzione interconnesse previsto dall'articolo 14 della deliberazione 570/2019/R/GAS, con riferimento alle reti già in esercizio al 31 dicembre 2019.
- 14.11 Tale disposizione è ritenuta opportuna in ottica di tutela del cliente finale e in considerazione del carattere di eccezionalità della disposizione regolatoria 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.
- 14.12 Con riferimento alle reti di cui al comma 19.2 della RTDG, in relazione ad eventuali istanze di assimilazione 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.
- 14.13 L'Autorità ritiene inoltre opportuno prevedere che le imprese informino i propri 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 cinque anni, in assenza di interconnessione con la rete di trasporto. Tale disposizione viene introdotta integrando il comma 19.2 della RTDG in vigore fino al 31 dicembre 2025.

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

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

Inquadramento normativo

- 15.1 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.
- 15.2 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.
- 15.3 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.
- 15.4 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.

Allegato C

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 15.5 In relazione agli aspetti relativi alla qualità, nel DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità nelle more della designazione delle autorità competenti e dell'adozione degli atti delegati di cui al regolamento (UE) 2024/1787, ha espresso l'orientamento di 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.
- 15.6 In relazione agli aspetti di carattere tariffario, l'Autorità ha prospettato che i costi (di capitale e operativi) sostenuti dalle imprese di distribuzione per l'attuazione del regolamento (UE) 2024/1787 possano trovare 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. L'Autorità ha inoltre evidenziato che 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.

Esito della consultazione

- 15.7 Con riferimento alle tematiche afferenti alla qualità del servizio:
- la maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione condivide la intenzione di prorogare le attuali disposizioni nazionali (RQDG) per il biennio 2026-2027. Tali soggetti auspicano un allineamento con le nuove normative europee in materia di emissioni di metano, da realizzarsi attraverso un coordinamento con l'Autorità Competente che sarà designata e tramite un tavolo tecnico che coinvolga anche gli operatori. L'obiettivo è evitare duplicazioni di obblighi per le società e, soprattutto, criticità derivanti da obblighi contrapposti tra le diverse regolazioni;
 - un'associazione sottolinea che il regolamento (UE) 2024/1787, oltre a imporre tempistiche entro cui effettuare la ricerca delle emissioni, stabilisce precisi limiti oltre i quali la riparazione diventa obbligatoria. Questo per evitare che l'impronta carbonica delle attività di eliminazione delle emissioni sia superiore a quella dell'emissione stessa. L'attuale regolazione, invece, prevede che qualsiasi dispersione riscontrata dall'impresa debba essere eliminata, con il rischio che l'intervento di riparazione comporti un aumento

Allegato C

complessivo delle emissioni di CO₂ rispetto al mancato intervento.

15.8 Con riferimento alle tematiche afferenti al riconoscimento tariffario dei costi:

- i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso generale condivisione in merito alla proposta di prevedere che i costi (di capitale e operativi) siano oggetto di riconoscimento attraverso gli istituti tariffari già previsti dalla RTDG (quali, ad esempio, l'applicazione dell'*Y-factor*) o attraverso l'introduzione di eventuali meccanismi di riconoscimento specifici;
- alcuni soggetti hanno richiesto di fornire indicazioni più precise del funzionamento dei meccanismi prospettati, nonché delle modalità e tempistiche di riconoscimento degli stessi;
- secondo un soggetto, l'Autorità dovrebbe procedere a raccogliere nel breve termine i dati dagli operatori e a riconoscere i relativi costi, senza attendere la disponibilità degli indicatori e dei valori di riferimento elaborati dall'ACER (prevista per la prima metà del 2027), procedendo poi, quando questi dati saranno disponibili, agli opportuni conguagli a seguito delle necessarie valutazioni di efficienza ed efficacia dei costi;
- diversi soggetti hanno sostenuto la necessità che, accanto agli investimenti c.d. di località, trovino riconoscimento – tenendo opportunamente conto delle diverse dimensioni delle imprese - anche gli investimenti c.d. “centralizzati”, relativi ai sistemi di monitoraggio centralizzati, alla digitalizzazione delle infrastrutture e all'introduzione di tecnologie avanzate per la rilevazione, il controllo e la quantificazione delle dispersioni, evidenziando che gli attuali valori parametrici sono stati definiti senza tenere in considerazione questa nuova tipologia di beni;
- diversi soggetti hanno inoltre richiesto che vengano riconosciuti i costi relativi alle attività poste in essere precedentemente all'entrata in vigore del regolamento (UE) 2024/1787, posto che il medesimo regolamento ha previsto che le indagini LDAR di tipo 2 effettuate tra il 3 agosto 2022 e il 4 agosto 2024 possono essere considerate dai gestori come la prima indagine LDAR di tipo 2 da svolgere entro il 5 agosto 2025, al fine di non penalizzare gli operatori che, adottando condotte più diligenti e lungimiranti rispetto al resto del mercato, hanno intrapreso percorsi innovativi per la riduzione delle emissioni di metano;
- diversi soggetti hanno sottolineato l'importanza di garantire il rispetto del principio di neutralità tecnologica in relazione alle soluzioni tecniche individuate a livello comunitario, anche per evitare la formazione di mercati concentrati, con effetti negativi sulle attività di fornitura delle apparecchiature funzionali al rispetto del regolamento.

Valutazioni e decisioni conseguenti

15.9 Per quanto riguarda la regolazione della qualità predisposta dall'Autorità, è bene fin da subito evidenziare che essa ha come obiettivo primario, da un lato, la

Allegato C

garanzia della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione a tutela della salute e dell'incolumità pubblica e, dall'altro, la definizione di prestazioni di qualità commerciale che garantiscano un servizio adeguato ed efficiente ai clienti finali e ai consumatori allacciati alle reti di distribuzione; la regolamentazione europea, d'altro canto, ha come obiettivo primario l'attuazione di importanti politiche ambientali che riguardano la generalità dei cittadini e l'ambiente: alla luce di tanto, nel caso specifico delle emissioni di metano, le disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787, pur costituendo un insieme di regole autonomo e indipendente, andranno, in sede di applicazione, opportunamente armonizzate e coordinate con quelle predisposte dall'Autorità, al fine di non pregiudicare le esigenze di sicurezza del servizio che quest'ultima mira a garantire con la predetta regolazione sulla qualità e che, nel bilanciamento degli interessi in gioco, deve ritenersi che assumano rilievo preminente. È pertanto auspicabile che le autorità competenti - che verranno designate con il compito di assicurare e monitorare il rispetto delle disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787 - operino in tal senso e, quindi, in modo non contraddittorio con le previsioni regolatorie stabilite dall'Autorità.

- 15.10 A tale riguardo, si evidenzia in particolare che le tempistiche previste dall'attuale regolazione per la riparazione di qualsiasi tipo di dispersione sono determinate dalla classificazione delle linee guida del CIG. Questa classificazione tiene conto sia della distanza delle dispersioni dalle abitazioni, sia della loro posizione (interrate o aeree).
- 15.11 Si ritiene quindi opportuno che ogni dispersione rilevata venga classificata secondo due distinti criteri. Per ciascuno di essi, l'autorità competente dovrà verificare il rispetto dei relativi vincoli. In ogni caso, il vincolo più restrittivo dovrà essere applicato, garantendo così il rispetto dell'obbligo anche per l'altro criterio. Il regolamento (UE) 2024/1787, infatti, definisce i limiti oltre i quali la riparazione diventa obbligatoria entro un determinato periodo, ma non vieta di intervenire anche per dispersioni che non superano tali limiti.
- 15.12 Pertanto, si conferma, come unica variazione della regolazione, la riduzione 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.
- 15.13 Con riferimento agli aspetti di natura tariffaria, l'Autorità ritiene opportuno confermare, in linea generale, l'orientamento espresso nel DCO 419/2025/R/GAS, prevedendo 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.

Allegato C

- 15.14 L'Autorità, ritiene che tale tematica, per il suo carattere innovativo e in considerazione del quadro ancora in via di assestamento, non possa trovare soluzione nell'ambito di un procedimento volto a valutare le necessità di interventi volti al mero adattamento della regolazione vigente per il biennio 2026-2027. In merito, pertanto, l'Autorità ravvisa l'opportunità di rinviare a successivi approfondimenti la definizione delle modalità di dettaglio relative ai riconoscimenti tariffari.
- 15.15 Con il DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità ha prospettato di procedere a valutare opportune forme di riconoscimento degli eventuali maggiori costi derivanti da tali disposizioni, o utilizzando gli istituti già presenti nella regolazione vigente o ricorrendo a meccanismi specifici, evidenziando 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.
- 15.16 Sulla base anche delle prime osservazioni pervenute dalle imprese e dalle relative associazioni di categoria, l'Autorità intende procedere secondo i seguenti criteri generali:
- riconoscimento dei soli costi addizionali rispetto a quelli attualmente considerati ai fini dei riconoscimenti tariffari a copertura dei costi operativi della distribuzione;
 - riconoscimento alle sole imprese che risultino aver ottemperato agli obblighi previsti dal regolamento;
 - valutazione delle necessità di intervento con riferimento al riconoscimento dei costi c.d. centralizzati.

16. Altre disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 419/2025/R/GAS

- 16.1 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".
- 16.2 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.
- 16.3 Per quanto riguarda invece il meccanismo delle penalità, queste verranno applicate

Allegato C

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.

Esito della consultazione

- 16.4 Non si rilevano obiezioni all'introduzione dell'obbligo, per i gestori, di confermare direttamente sul sistema telematico la partecipazione al meccanismo di premi e penalità della distribuzione gas.
- 16.5 Un operatore e un'associazione propongono di estendere il meccanismo di premi e penalità della distribuzione gas per gli anni 2026 e 2027 anche agli impianti nuovi o convertiti. Sugeriscono, a tal fine, di calcolare i livelli di partenza utilizzando i dati più recenti disponibili e di aggiornare il parametro VAL_{CONV} della formula relativa alle dispersioni di gas, adeguandolo all'inflazione.
- 16.6 Una società richiede chiarimenti circa la conferma, per il biennio 2026-2027, dei valori previsti per il 2025 dei livelli tendenziali.

Valutazioni e decisioni conseguenti

- 16.7 Anche a fronte dell'assenza di osservazioni critiche nell'ambito della consultazione, l'Autorità conferma l'introduzione dell'obbligo, per i gestori, di confermare direttamente sul sistema telematico la partecipazione al meccanismo di premi e penalità.
- 16.8 Per quanto riguarda, invece, la richiesta di ammettere anche i nuovi impianti al meccanismo dei premi e delle penalità, utilizzando per il calcolo dei livelli di partenza i dati più recenti disponibili, si evidenzia che una tale scelta – se attuata solo con riferimento ai nuovi impianti – rischierebbe di creare disparità di trattamento rispetto alle altre imprese, dovendosi, proprio al fine di evitare discriminazioni, procedere al ricalcolo dei livelli di partenza per la totalità degli impianti già ammessi al meccanismo, i quali, potrebbero, invero, reclamare a loro volta la necessità di un ricalcolo dei livelli di riferimento e obiettivi. Una tale scelta, pertanto, mal si concilia con la proroga dell'attuale periodo di regolazione che rappresenta solo una fase intermedia e di passaggio alla futura regolazione e risponde ad un'esigenza anche di semplificazione dell'attività amministrativa, evitando aggravii procedurali a carico dell'Autorità, che inevitabilmente seguirebbero qualora si accogliesse la suddetta proposta (specie laddove si intendesse procedere ad un ricalcolo dei livelli di partenza per tutti gli impianti, al fine di evitare disparità di trattamento tra gli operatori).
- 16.9 Per quanto riguarda la richiesta di aggiornamento del valore convenzionale VAL_{CONV} , si evidenzia che tale richiesta, presa da sola, non possa essere accolta. La formula per il calcolo degli incentivi economici da riconoscere all'impresa, infatti, contiene ulteriori elementi di valorizzazione che dovrebbero essere opportunamente riconsiderati e aggiornati: in particolare ci si riferisce ai

Allegato C

coefficienti moltiplicativi (il fattore moltiplicativo Q_{max} , nonché i fattori amplificativi incentivanti l'installazione di sistemi di telesorveglianza dello stato di protezione catodica delle reti in acciaio e di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale) che dovrebbero essere conseguentemente rivisti al ribasso, anche alla luce del tempo trascorso dalla loro introduzione e degli investimenti effettuati dalle imprese negli anni. Si evidenzia infine che il mantenimento del riferimento ai livelli di partenza e obiettivi definiti all'inizio del periodo di regolazione possa validamente controbilanciare il mancato aggiornamento del valore di VAL_{CONV} , tenuto conto del raggiungimento degli attuali livelli di sicurezza del servizio.

- 16.10 Pertanto, tutti gli aspetti della RQDG non oggetto di proposte di revisione da parte del presente DCO non saranno modificati per il biennio 2026-2027, come specificato al punto 2.2 del DCO 419/2025/R/GAS. In tale ottica, anche i livelli tendenziali per gli anni 2026 e 2027 saranno calcolati applicando la formula prevista al comma 42.5 della medesima RQDG.