

**DELIBERAZIONE 8 LUGLIO 2025**

**321/2025/R/GAS**

**CONCLUSIONE DEL PROCEDIMENTO PER L'APPLICAZIONE DELLE DISPOSIZIONI DI CUI ALL'ARTICOLO 22 DEL DECRETO-LEGGE 13 GIUGNO 2023, N. 69, COME CONVERTITO DALLA LEGGE 10 AGOSTO 2023, N. 103**

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

Nella 1347<sup>a</sup> riunione dell'8 luglio 2025

**VISTI:**

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- la legge 3 dicembre 1971, n. 1102, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 1102/71);
- il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, come successivamente modificato e integrato (di seguito: d.P.R. 412/93);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290, come successivamente modificata e integrata;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239, come successivamente modificata e integrata;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale, 12 novembre 2011, n. 226, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica 28 gennaio 2015, n. 5/2015 (di seguito: deliberazione CIPE 5/2015);
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto dal Ministero dello sviluppo economico, dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, pubblicato in data 21 gennaio 2020;
- il decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, come convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77 (di seguito: decreto-legge 34/20);

- il decreto-legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103 (di seguito: decreto-legge 69/23);
- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08) e il relativo Allegato A, recante “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012”, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 1 dicembre 2016, 704/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 704/2016/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 29 gennaio 2019, 27/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 27/2019/R/GAS) e il relativo Allegato A, recante “Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi”, come successivamente modificato e integrato (di seguito: *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 570/2019/R/GAS) e il relativo Allegato A, recante “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025”, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 25 ottobre 2022, 525/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 525/2022/R/GAS) e il relativo Allegato A, recante “Modalità applicative delle disposizioni di cui all’articolo 33, comma 3, della RTDG”;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2022, 737/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 737/2022/R/GAS) e il relativo Allegato A, recante “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025”, in vigore dall’1 gennaio 2023, come successivamente modificato e integrato (di seguito: RTDG);
- la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2023, 156/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 156/2023/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 16 aprile 2024, 146/2024/R/GAS (di seguito: deliberazione 146/2024/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 23 aprile 2024, 155/2024/R/GAS (di seguito: deliberazione 155/2024/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 27 maggio 2025, 216/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 216/2025/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 28 aprile 2016, 205/2016/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 205/2016/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 15 ottobre 2019, 410/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 410/2019/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 6 febbraio 2024, 36/2024/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 36/2024/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 luglio 2024, 313/2024/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 313/2024/R/GAS).

**CONSIDERATO CHE:**

- le disposizioni della legge 481/95, come indicato nell'articolo 1 della medesima legge, hanno la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- a corollario di tali principi generali, il medesimo articolo 1 della legge 481/95 prevede che il sistema tariffario debba altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- secondo quanto stabilito dall'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95, l'Autorità stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio.

**CONSIDERATO CHE:**

- l'articolo 14 del decreto legislativo 164/00 contiene i principi relativi all'assetto giuridico dell'attività di distribuzione del gas naturale, ossia il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti;
- in particolare, l'articolo 14 del decreto legislativo 164/00:
  - qualifica il servizio di distribuzione come “attività di servizio pubblico”;
  - specifica che titolare del servizio di distribuzione è l'ente locale, inteso come comune, unione di comuni o comunità montana, che è tenuto ad affidarne la gestione esclusivamente mediante gara, rimanendo titolare delle “attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e controllo sull'attività di distribuzione”;
  - prevede che i rapporti tra titolare e gestore del servizio siano regolati da un contratto di servizio formulato sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità ed approvato dal Ministero dello sviluppo economico (all'epoca Ministero dell'industria);
- ai sensi dell'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00, le tariffe di distribuzione devono perseguire non solo l'obiettivo di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con costi unitari elevate, ma anche quello di

*“innalzare l’efficienza di utilizzo dell’energia e a promuovere l’uso delle fonti rinnovabili”.*

**CONSIDERATO CHE:**

- la disciplina regolatoria dell’Autorità, nell’ambito del servizio di distribuzione del gas naturale, ha previsto, con la deliberazione ARG/gas 159/08, di estendere gli ambiti tariffari dal perimetro del singolo impianto (di dimensione prossima al territorio comunale, per i comuni di minore dimensione, o anche inferiore al perimetro comunale, in caso di grandi comuni) agli attuali ambiti sovraregionali, allo scopo di rispondere a finalità pro-competitive nei mercati della vendita al dettaglio e di ridurre la variabilità tariffaria del servizio di distribuzione del gas sul territorio nazionale;
- al fine di mitigare possibili distorsioni in termini di efficienza nelle decisioni delle imprese esercenti il servizio di distribuzione, derivanti dal ribaltamento dei costi degli investimenti su clienti finali non appartenenti alle località servite, ma, comunque, compresi nel macro-ambito tariffario, l’Autorità, con la deliberazione 704/2016/R/GAS, ha introdotto appositi tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti effettuati nelle località di nuova metanizzazione (c.d. località in avviamento), con decorrenza dall’anno tariffario 2018;
- con la deliberazione 570/2019/R/GAS l’Autorità, pertanto, ha:
  - ribadito che il rispetto del criterio di efficienza, di cui all’articolo 1 della legge 481/95, è un principio generale dell’ordinamento tariffario e risulta incompatibile con esso il riconoscimento di investimenti che non risultino economici; in tale prospettiva, il tetto individuato rappresenta una soglia al di là della quale si ritiene che non sia rispettato tale principio di efficienza;
  - confermato, anche per il quinto periodo di regolazione, la previsione di una soglia massima ai riconoscimenti tariffari in termini di spesa per utente, nella misura fissata con la deliberazione 704/2016/R/GAS (ossia pari a 5.250 euro/pdr, a prezzi 2017), prevedendone l’applicazione a tutte le località con anno di prima fornitura (di seguito indicato anche come APF) successivo al 2017, mediante un meccanismo, definito dall’articolo 33 della RTDG, articolato in tre fasi:
    - una prima fase in cui gli investimenti sono riconosciuti integralmente, pur in via provvisoria;
    - una seconda fase in cui trova applicazione un tetto calcolato sulla base di una valutazione prospettica dei punti di riconsegna che potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell’utenza tipiche di ciascun ambito tariffario;
    - una terza fase in cui, qualora risulti superato il tetto, si procede alla decurtazione retroattiva degli investimenti riconosciuti a partire dall’anno di prima fornitura, con un piano di rientro di durata triennale;

- le modalità operative di dettaglio per l'applicazione del tetto al riconoscimento tariffario dei costi di capitale nelle località in avviamento, con particolare riferimento alla seconda e alla terza fase del meccanismo, sono state definite con la deliberazione 525/2022/R/GAS.

**CONSIDERATO CHE:**

- l'articolo 22 del decreto-legge 69/23 ha modificato l'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00, che, nella versione emendata, prevede quanto segue: *“[l]e estensioni e i potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei comuni già metanizzati e le nuove costruzioni di reti e di impianti in comuni da metanizzare appartenenti alla zona climatica F prevista dall'articolo 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, e classificati come territori montani ai sensi della legge 3 dicembre 1971, n. 1102, nonché nei comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno ai sensi della deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 5/2015 del 28 gennaio 2015, nei limiti delle risorse già assegnate, sono valutati, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici, tenendo conto delle esternalità positive in relazione al contributo degli interventi medesimi al processo di decarbonizzazione nonché all'incremento del grado di efficienza e flessibilità delle reti e degli impianti stessi. [...] A tal fine l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel determinare le tariffe di cui al presente articolo, tiene conto dei maggiori costi di investimento nei comuni di cui al primo periodo nonché della necessità di remunerare nei comuni medesimi interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile”*.

**CONSIDERATO CHE:**

- in esito alle modificazioni introdotte dal decreto-legge 69/23, l'Autorità:
  - nel documento per la consultazione 36/2024/R/GAS, ha segnalato che l'attuale metodologia di analisi costi-benefici - riportata in Appendice 2 al documento per la consultazione 410/2019/R/GAS e raccomandata (anche ai fini dei successivi riconoscimenti tariffari dell'Autorità) per le analisi costi-benefici che le stazioni appaltanti devono condurre per la verifica delle condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito - include già la valorizzazione delle esternalità ambientali e che, in ogni caso, altre metodologie di analisi costi-benefici possono essere utilizzate, qualora internazionalmente riconosciute, non ravvisando quindi sul punto necessità di interventi specifici;
  - con la deliberazione 155/2024/R/GAS, ha avviato un procedimento per l'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 22 del decreto-legge 69/23, in relazione agli aspetti di natura tariffaria, nell'ambito del quale valutare ipotesi di intervento a partire da eventuali rimodulazioni del tetto al

riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione nelle località in avviamento, previsto dall'articolo 33 della RTDG, per tenere conto, in particolare:

- dei maggiori costi di investimento in Comuni appartenenti alla zona climatica F, prevista dall'articolo 2 del regolamento di cui al d.P.R. 412/93, e classificati come territori montani ai sensi della legge 1102/71, nonché nei Comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, ai sensi della deliberazione CIPE 5/2015, nei limiti delle risorse già assegnate (di seguito: località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00);
- della necessità di remunerare nei medesimi Comuni interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile.

**CONSIDERATO CHE:**

- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 155/2024/R/GAS, è stato pubblicato il documento per la consultazione 313/2024/R/GAS, nel quale sono stati riportati gli orientamenti dell'Autorità con particolare riferimento:
  - a) al riconoscimento dei maggiori costi di investimento sostenuti o da sostenere nei Comuni richiamati all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00, tramite eventuali rimodulazioni del tetto al riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione nelle località in avviamento di cui all'articolo 33 della RTDG;
  - b) all'individuazione di eventuali ulteriori variabili di scala ai fini del dimensionamento del tetto, integrative rispetto all'utilizzo del numero di punti di riconsegna (pdr), al fine di non penalizzare le reti di distribuzione caratterizzate da consumi per punto di prelievo particolarmente elevati rispetto alle medie di settore, i cui maggiori costi di investimento potrebbero non trovare copertura qualora si definisca un tetto esclusivamente in termini di pdr;
  - c) alle modalità di riconoscimento dei costi relativi a interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile nei medesimi Comuni di cui alla lettera a);
  - d) ai dettagli implementativi dell'articolazione del tetto previsto dall'articolo 33 della RTDG e alle decorrenze degli interventi proposti;
- in merito al riconoscimento dei maggiori costi di investimento, l'Autorità, sulla base delle evidenze disponibili in relazione all'andamento dei costi di investimento nelle località interessate dalle disposizioni dell'articolo 22 del decreto-legge 69/23, ha prospettato:
  - due differenti ipotesi per la rimodulazione del tetto:

- *Ipotesi 1*, coerente con le modalità di determinazione del tetto ai fini della deliberazione 704/2016/R/GAS, consistente nel calcolo del tetto come media aritmetica tra:
  - a) il costo medio ponderato rilevato nel triennio 2003-2005 (riferito alla totalità delle località considerate, pari a 3.300 euro/pdr, a prezzi 2017);
  - b) il costo medio ponderato rilevato nel periodo successivo all'introduzione della socializzazione dei costi, nel caso specifico facendo riferimento al periodo 2011-2019 (riferito alle sole località montane in zona climatica F, pari a 12.567 euro/pdr, a prezzi 2017);
- *Ipotesi 2*, consistente nel considerare, ai fini della determinazione del tetto, il costo medio degli investimenti nelle località montane in zona climatica F di più recente metanizzazione (APF compreso tra il 2009 e il 2019, pari a 8.800 euro/pdr, a prezzi 2017);
- in caso di adozione dell'*Ipotesi 1* (che, diversamente dall'*Ipotesi 2*, integra obiettivi espliciti di efficientamento), l'eliminazione della seconda fase attualmente prevista dall'articolo 33 della RTDG, nonché lo slittamento di un anno ai fini dell'applicazione della terza fase;
- tenuto conto della scarsa rappresentatività del campione delle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015 e della significativa variabilità dei costi medi di investimento e dell'incidenza dei contributi pubblici in tali località, di adottare la medesima soglia unitaria massima di spesa sia per le località ricadenti in Comuni in zona F sia per quelle ricadenti in Comuni beneficiari dei contributi di cui alla deliberazione CIPE 5/2015;
- con riferimento all'individuazione di variabili di scala ulteriori per il dimensionamento del tetto, l'Autorità ha:
  - effettuato analisi che hanno confermato che il numero di pdr è la variabile di scala che risulta avere maggior correlazione con i costi di investimento, anche rispetto alla variabile di scala rappresentata dai quantitativi di gas distribuito;
  - prospettato di rimodulare il tetto, al fine di tener conto di eventuali specificità nei profili di consumo, individuando un'ulteriore variabile di scala, integrativa rispetto al numero di pdr, denominata pdr "*consumo-equivalenti*", che individua in modo convenzionale il numero di pdr serviti sulla base del rapporto tra i quantitativi di gas distribuito in una località in un determinato anno e il consumo medio annuo per pdr rilevato nell'ambito tariffario di appartenenza (ai fini dell'applicazione delle tariffe obbligatorie);
- con riferimento al riconoscimento dei costi relativi agli interventi funzionali a garantire le immissioni in rete di gas rinnovabili, l'Autorità ha:
  - individuato il perimetro di tali interventi facendo riferimento alla definizione di "impianto di connessione alla rete" ai sensi delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*;

- prospettato che i costi di investimento per la realizzazione di tali cespiti siano riconosciuti a consuntivo, escludendoli pertanto dal perimetro dei costi soggetto all'applicazione del tetto;
- evidenziato la necessità di modificare le attuali raccolte dati, al fine di rendere possibile la comunicazione da parte delle imprese dei costi sostenuti.

**CONSIDERATO CHE:**

- in termini generali, le osservazioni pervenute in risposta alla consultazione hanno riguardato principalmente i seguenti temi:
  - i riferimenti temporali per la costruzione dei campioni usati per le analisi e i criteri di calcolo utilizzati per il dimensionamento del tetto;
  - l'articolazione del meccanismo di applicazione del tetto, in particolare con riferimento alla decorrenza delle fasi applicative;
  - l'utilizzo, come criterio generale, del numero di pdr come variabile di scala e l'individuazione di variabili di scala ulteriori rispetto al numero di pdr, ai fini della verifica del superamento della soglia unitaria di spesa;
  - la perimetrazione degli interventi funzionali a garantire le immissioni di gas rinnovabili su reti di distribuzione;
- per una trattazione approfondita degli orientamenti prospettati dall'Autorità nel documento per la consultazione 313/2024/R/GAS, delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione e delle decisioni finali dell'Autorità, si rimanda alla relazione tecnica allegata al presente provvedimento.

**CONSIDERATO CHE:**

- con riferimento alle determinazioni tariffarie relative alle località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00:
  - ai fini della deliberazione 156/2023/R/GAS, con cui sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2022, hanno trovato applicazione le disposizioni di cui all'articolo 33 della RTDG, in relazione al primo anno della seconda fase del meccanismo, per le località con APF 2018;
  - ai fini della deliberazione 146/2024/R/GAS, con cui sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2023, hanno trovato applicazione le disposizioni di cui all'articolo 33 della RTDG, in relazione al primo anno della seconda fase del meccanismo, per le località con APF 2019 e, in relazione al secondo anno della seconda fase del meccanismo, per le località con APF 2018;
  - con la deliberazione 216/2025/R/GAS, l'Autorità ha proceduto ad approvare le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2024 prevedendo, in via transitoria, il riconoscimento degli investimenti senza applicazione delle disposizioni di

cui all'articolo 33 della RTDG, nelle more della conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 155/2024/R/GAS.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione a quanto sopra precisato e maggiormente dettagliato nella relazione tecnica allegata al presente provvedimento, sulla base degli orientamenti espressi dall'Autorità nel documento per la consultazione 313/2024/R/GAS e tenendo conto delle osservazioni pervenute, sia opportuno, con riferimento alle località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00:
  - definire soglie di spesa unitaria differenziate tra località montane in zona climatica F e località ex deliberazione CIPE 5/2015, considerando, a tale fine, i dati di investimento più recenti;
  - al fine di semplificare le modalità applicative del meccanismo, prevedere:
    - l'eliminazione della seconda fase, prevista dal comma 33.3, punto ii, della RTDG;
    - uno slittamento della terza fase, prevista dal comma 33.3, punto iii., della RTDG, con decorrenza a partire dall'ottavo anno di gestione successivo all'APF (APF+8);
  - prevedere, di conseguenza, che:
    - fino all'anno APF+7, le tariffe siano determinate sulla base dei dati dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese, senza applicazione di alcun tetto di spesa;
    - a partire dalle tariffe relative all'anno APF+8, si applichi la terza fase, con i conseguenti eventuali conguagli a partire dal primo anno di gestione;
  - confermare quanto prospettato in relazione all'utilizzo, accanto al numero di pdr, di una variabile di scala integrativa che tenga conto dell'eventuale presenza di utenze "altoconsumanti" allacciate alla rete, aggiornando ai fini della determinazione di tale variabile, le analisi relative al consumo medio per pdr per ambito tariffario, considerando i profili di consumo rilevati negli ultimi anni;
  - confermare il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti in relazione ad interventi funzionali a consentire le immissioni in rete di gas rinnovabili, facendo riferimento, in sede di prima applicazione della misura, al perimetro delineato con le *Direttive per le connessioni di impianti di biometano* in relazione agli impianti di connessione alla rete, salvo valutare esigenze di revisione di tale perimetro, con il procedere dello sviluppo tecnologico;
- sia necessario, in considerazione delle modifiche regolatorie sopra illustrate, modificare l'articolo 33 della RTDG e l'Allegato A alla deliberazione 525/2022/R/GAS, al fine di integrare le disposizioni relative alle località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00;

- sia necessario rinviare a successivo provvedimento la rideterminazione delle tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione limitatamente agli anni 2022 e 2023, con riferimento alle località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00, rispettivamente, con APF 2018 e con APF 2018-2019, tenendo conto del fatto che, per tali località, non trovano applicazione le disposizioni previste per la seconda fase del meccanismo e che la terza fase del meccanismo trova applicazione a decorrere dall'ottavo anno successivo all'APF (APF+8), atteso che, con riferimento alle tariffe di riferimento per l'anno 2024, ai sensi della deliberazione 216/2025/R/GAS, è già stato previsto il riconoscimento degli investimenti senza applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 33 della RTDG;
- debbano essere apportate le necessarie modifiche alle attuali raccolte dati *RAB gas*, al fine di rendere possibile, da parte delle imprese che gestiscono località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00, la comunicazione dei costi degli investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas rinnovabili in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2026 (anno di prima applicazione della terza fase del meccanismo individuata dal presente provvedimento, con riferimento alle località con APF 2018)

## **DELIBERA**

### **Articolo 1** *Modifiche alla RTDG*

- 1.1 Al comma 1.1 della RTDG, sono apportate le seguenti modifiche:
- a) dopo la definizione di “**Indice di rivalutazione del capitale**” è aggiunta la seguente definizione:
    - **Investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas rinnovabile** sono gli investimenti riferiti all’“*impianto di connessione alla rete*” come definito nell’Allegato A alla deliberazione 29 gennaio 2019, 27/2019/R/GAS, come successivamente modificato e integrato;”;
  - b) dopo la definizione di “**deliberazione 455/2014/R/GAS**” è aggiunta la seguente definizione:
    - **deliberazione 525/2022/R/GAS** è la deliberazione 25 ottobre 2022, 525/2022/R/GAS e il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato;”.
- 1.2 Il comma 33.3 della RTDG è sostituito dal seguente comma:  
“33.3 Il tetto di cui al comma 33.2 trova applicazione anche negli anni successivi al primo triennio ed è rappresentato da una soglia massima in termini di spesa per utente servito, espressa a prezzi 2017, pari a:

- 8.700 euro/pdr, per le località montane in zona climatica F, di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo n. 164/00;
- 11.800 euro/pdr, per le località ex deliberazione CIPE 5/2015, di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo n. 164/00;
- 5.250 euro/pdr, per le località diverse da quelle di cui ai punti precedenti.

Tale tetto, nel caso in cui una quota degli investimenti sia coperta con contributi pubblici, trova applicazione con riferimento alla restante quota degli investimenti che non sia coperta da contributi pubblici. Con riferimento alle località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00, sono esclusi dall'applicazione del tetto gli *“investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas rinnovabile”* come definiti al comma 1.1. Ai fini dell'applicazione del tetto sono identificate tre fasi:

- i. una prima fase, in cui gli investimenti sono riconosciuti integralmente, pur in via provvisoria, in attesa delle decisioni che vengono assunte nella terza fase, come precisato al successivo punto iii., avente durata:
  - di sette anni successivi all'anno di prima fornitura, per le località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo n. 164/00;
  - di tre anni successivi all'anno di prima fornitura, per le località diverse da quelle di cui al punto precedente;
- ii. una seconda fase, che si avvia dal quarto anno di gestione del servizio successivo all'anno di prima fornitura, in cui trova applicazione un tetto calcolato sulla base di una valutazione prospettica dei punti di riconsegna che potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario; tale disposizione non trova applicazione con riferimento alle località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00;
- iii. una terza fase, in cui, qualora risulti superato il tetto, si procede alla decurtazione retroattiva degli investimenti riconosciuti a partire dall'anno di prima fornitura, con un piano di rientro di durata triennale, che si avvia:
  - dall'ottavo anno di gestione del servizio successivo all'anno di prima fornitura, per le località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo n. 164/00;
  - dal sesto anno di gestione del servizio successivo all'anno di prima fornitura, per le località diverse da quelle di cui al punto precedente.”

1.3 Dopo il comma 33.5 della RTDG, è aggiunto il seguente comma:

“33.6 Le modalità operative di gestione della seconda e della terza fase di cui al comma 33.3, sono disciplinate dall'Allegato A alla deliberazione 525/2022/R/GAS.”

## **Articolo 2**

### *Aggiornamento delle modalità operative di applicazione del tetto ai costi di capitale riconosciuti nelle località in avviamento*

- 2.1 È approvata la versione aggiornata delle modalità operative di applicazione del tetto al riconoscimento tariffario dei costi di capitale nelle località in avviamento di cui all'Allegato A alla deliberazione 25 ottobre 2022, 525/2022/R/GAS, che integra le disposizioni relative alle località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00, riportata nell'Allegato A al presente provvedimento di cui forma parte integrante.

## **Articolo 3**

### *Disposizioni finali*

- 3.1 È pubblicata, nell'Allegato B al presente provvedimento, di cui forma parte integrante, integrandone la motivazione, una Relazione tecnica contenente i dettagli relativi agli orientamenti prospettati dall'Autorità nel documento per la consultazione 313/2024/R/GAS, alle osservazioni pervenute in esito alla consultazione e alle valutazioni e decisioni finali dell'Autorità.
- 3.2 Con successiva deliberazione dell'Autorità, si procederà con le rideterminazioni delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione del gas per gli anni 2022 e 2023, conseguenti all'adozione del presente provvedimento.
- 3.3 La presente deliberazione, i testi aggiornati della RTDG e dell'Allegato A alla deliberazione 25 ottobre 2022, 525/2022/R/GAS, come risultanti dalle modifiche di cui al presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

8 luglio 2025

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*