

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

571/2022/R/GAS

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO PER GLI ANNI
2023-2025 DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS (RTDG)**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente 30 agosto 2022, 406/2022/R/GAS

Mercati di incidenza: gas naturale

15 novembre 2022

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 30 agosto 2022, 406/2022/R/GAS, per la formazione di provvedimenti in materia di aggiornamento infra-periodo delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, per il triennio 2023-2025. Tale documento tiene altresì conto dei mandati riportati nella deliberazione 21 giugno 2022, 269/2022/R/GAS, in materia di riconoscimento dei costi residui non ammortizzati relativi agli smart meter installati nella prima fase di roll out, già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, valutando tali misure unitamente alla possibile sterilizzazione di eventuali margini che le imprese hanno potuto conseguire grazie all'applicazione di riconoscimenti sulla base anche di costi standard, nonché di quanto riportato nella deliberazione 29 settembre 2022, 462/2022/R/GAS, in materia di revisione delle tempistiche di versamento delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del settore gas.

Nell'ambito del presente documento per la consultazione sono altresì affrontati i temi relativi alla liquidazione di importi, da parte dell'impresa di distribuzione nei confronti dell'utente della distribuzione, nei casi in cui le fatture emesse generino un importo negativo.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **9 dicembre 2022**.*

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano

*email: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it*

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

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

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

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

b. Pubblicazione delle osservazioni

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

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

c. Modalità della pubblicazione

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

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

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

5. Diritti dell'interessato

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

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

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	6
1. Oggetto della consultazione	6
PARTE II IPOTESI DI INTERVENTO REGOLATORIO PER L'AGGIORNAMENTO INFRAPERIODO DELLA RTDG	8
2. Aggiornamento dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura del gas 8	
3. Obiettivo per recuperi di efficienza relativi al servizio di misura.....	13
4. Costi <i>standard</i> per l'installazione di <i>smart meter</i> gas.....	16
5. Riconoscimento del valore residuo per gli <i>smart meter</i> installati nella prima fase del <i>roll out</i>	23
6. Riconoscimento parametrico dei costi di telegestione e concentratori	25
7. Definizione del livello del costo <i>standard</i> riconosciuto per le letture di <i>switch</i> da applicare nel triennio 2023-2025	29
8. Definizione dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17	30
9. Applicazione delle disposizioni del dPCM 29 marzo 2022.....	32
PARTE III DISPOSIZIONI ULTERIORI IN MATERIA DI ONERI GENERALI GAS E FATTURAZIONE DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE.....	34
10. Componenti tariffarie ulteriori a copertura di oneri generali del sistema gas	34
11. Modalità e tempistiche di pagamento delle fatture di distribuzione.....	37

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Oggetto della consultazione

- 1.1 La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale è disciplinata dalla Parte II del 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, recante la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025), approvata con la deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS, come successivamente modificata e integrata (di seguito: RTDG).
- 1.2 La RTDG prevede che alcuni parametri rilevanti ai fini della determinazione del costo riconosciuto siano rivisti al termine del primo triennio (2020-2022), per la successiva applicazione nel triennio successivo. La medesima RTDG prevede che la revisione di tali parametri sia oggetto di uno specifico procedimento.
- 1.3 In attuazione di quanto previsto dalla RTDG, l’Autorità con la deliberazione 406/2022/R/GAS ha avviato un procedimento per l’aggiornamento infra-periodo della RTDG, nell’ambito del quale si inserisce il presente documento per la consultazione.
- 1.4 Secondo quanto indicato nell’articolo 1 della deliberazione 406/2022/R/GAS, il procedimento per l’aggiornamento infra-periodo della RTDG ha per oggetto:
 - a) con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, la valutazione degli eventuali effetti delle politiche ambientali sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e delle modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
 - b) con riferimento al servizio di *misura – installazione e manutenzione dei misuratori* e al servizio di *misura - raccolta, validazione e registrazione dei dati*, la valutazione dell’eventuale obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025;
 - c) la valutazione dell’adeguatezza del valore dei costi *standard* per l’installazione degli *smart meter* gas, valutando altresì l’introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas (di seguito: *Direttive smart meter*);
 - d) la definizione del livello del costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch* da applicare nel triennio 2023-2025;
 - e) la definizione dei valori da riconoscere in acconto per la 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 delle Direttive *smart meter*, da applicare nel triennio 2023-2025;
- f) la definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori.
- 1.5 Secondo quanto previsto dall'articolo 2 della medesima deliberazione 406/2022/R/GAS, nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo sono altresì affrontati i temi relativi a:
- a) le modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* prevista dalle Direttive *smart meter*, valutando tali misure unitamente alla possibile sterilizzazione di eventuali margini che le imprese hanno potuto conseguire grazie all'applicazione di riconoscimenti sulla base anche di costi *standard*, in coerenza con le indicazioni riportate nella parte di motivazione della deliberazione 269/2022/R/GAS;
 - b) l'adozione delle misure previste all'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022 in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna.
- 1.6 Da ultimo, con la deliberazione 462/2022/R/COM, l'Autorità ha previsto che, nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo della RTDG avviato con la deliberazione 406/2022/R/GAS, sia valutata la modifica delle disposizioni dell'articolo 73 della RTDG, relative dell'esazione delle componenti GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃, a decorrere dall'1 gennaio 2023, in analogia con quanto prospettato nel documento per la consultazione 213/2022/R/GAS per le componenti aggiuntive di trasporto.
- 1.7 In tale contesto sono altresì affrontati i temi relativi alla liquidazione di importi, da parte dell'impresa di distribuzione nei confronti dell'utente della distribuzione, nei casi in cui le fatture emesse generino un importo negativo.
- 1.8 L'Autorità intende adottare il provvedimento finale in materia di aggiornamento infra-periodo della RTDG entro il 31 dicembre 2022.

PARTE II

IPOTESI DI INTERVENTO REGOLATORIO PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA RTDG

2. Aggiornamento dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura del gas

- 2.1 Ai fini dell'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, la deliberazione 406/2022/R/GAS prevede che siano valutati gli effetti delle politiche ambientali sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e le modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese.
- 2.2 In relazione alla copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete di distribuzione, per il periodo di regolazione 2020-2025, l'Autorità ha confermato, l'applicazione di una componente tariffaria $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione fornito nelle località a regime nell'anno t , che risultano gestite sulla base delle vecchie concessioni comunali o sovracomunali. Tale componente è differenziata in base alla densità d e alla classe dimensionale r , relativa al perimetro servito da ciascuna impresa distributrice nell'anno $t-1$.
- 2.3 In relazione alle suddette gestioni comunali e sovracomunali, l'articolo 16 della RTDG stabilisce che il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione di gas naturale sia fissato:
- a) per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale fino a 50.000 punti di riconsegna serviti, pari al 6,59%;
 - b) per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 4,79%;
 - c) per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 3,53%.
- 2.4 Con riferimento alle gestioni per ambito, l'articolo 21 della RTDG stabilisce il valore delle componenti a copertura dei costi operativi e del tasso di riduzione annuale per le gestioni d'ambito, prevedendo che,
- a) nel primo triennio di gestione, i corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti siano pari:
 - i. per gli ambiti che servono oltre 300.000 punti di riconsegna, al livello dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali;
 - ii. per gli ambiti che servono fino a 300.000 punti di riconsegna, alla media dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande e media dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali;

- iii. ai fini degli aggiornamenti tariffari per il secondo e il terzo anno di gestione per ambito, si applichi un *X-factor* pari a 0%.
- b) nel secondo triennio di gestione del servizio per ambito i corrispettivi a copertura dei costi operativi sono determinati secondo i seguenti criteri:
- i. per gli ambiti che servono oltre 300.000 punti di riconsegna, a partire dal quarto anno della gestione per ambito si assumono i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande. Tali valori unitari sono aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grandi dimensioni;
 - ii. per gli ambiti che servono fino a 300.000 punti di riconsegna, in ottica di gradualità:
 - nel quarto anno di affidamento si considerino con un peso pari al 50% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media dimensione e con un peso pari al 50% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
 - nel quinto anno di affidamento si considerano con un peso pari al 25% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media dimensione e con un peso pari al 75% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
 - nel sesto anno di affidamento si considerano con un peso pari al 100% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione.
- 2.5 Con riferimento al servizio di misura, ai fini del riconoscimento dei costi operativi, trovano applicazione le componenti tariffarie ($t(ins)_t^{ope}$ e $t(rac)_t^{ope}$), espresse in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori e di raccolta, registrazione e validazione delle misure.

Analisi dei dati disponibili

- 2.6 Ai fini di quanto previsto dal punto 1 della deliberazione 406/2022/R/GAS, sono state effettuate analisi sull'andamento dei punti di riconsegna comunicati dalle imprese ai fini della perequazione a partire dall'anno 2018 (utilizzati come base di riferimento ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi operativi per il periodo di regolazione 2020-2025) e l'anno 2021 (ultimo anno per il quale sono disponibili dati a consuntivo), i cui esiti sono riportati nella successiva Tabella 1.

Tabella 1 – Andamento dei punti di riconsegna tra l’anno 2018 e l’anno 2021 e variazioni annue

Dimensione	PdR 2018 (mil.)	PdR 2019 (mil.)	PdR 2020 (mil.)	PdR 2021 (mil.)
GRANDE	15,335	15,358	15,418	15,405
MEDIA	4,240	4,194	4,252	4,236
PICCOLA	1,812	1,818	1,828	1,831
Totale PdR	21,387	21,371	21,498	21,472
Dimensione	Var. % 2019/2018	Var. % 2020/2019	Var. % 2021/2020	Var. % 2021/2018
GRANDE	0,15%	0,39%	-0,09%	0,45%
MEDIA	-1,08%	1,37%	-0,36%	-0,09%
PICCOLA	0,35%	0,57%	0,16%	1,08%
Totale	-0,08%	0,59%	-0,12%	0,40%

- 2.7 I dati disponibili evidenziano una situazione di sostanziale invarianza nel numero di punti di riconsegna serviti. Più in dettaglio:
- tra il 2019 e il 2020 si rileva una crescita dei punti di riconsegna (+0,59% a livello aggregato);
 - tra il 2020 e il 2021 una lieve flessione dei punti di riconsegna (-0,12% a livello aggregato);
 - nell’intero arco di tempo considerato, a livello aggregato i punti di riconsegna risultano in crescita (+0,40%).
- 2.8 A fronte di una situazione di sostanziale invarianza dei punti di riconsegna a livello di settore, sono state approfondite le dinamiche relative alle singole località tariffarie. Le successive Figura 1 e Figura 2 riportano la distribuzione delle variazioni percentuali rilevate per classi di variazione, nell’intero periodo considerato 2018-2021 (Figura 1) e tra l’anno 2020 e l’anno 2021 (Figura 2). In ciascuna delle figure sono evidenziate: (i) le variazioni nel numero di pdr serviti, ripartite per *cluster* di variazione; (ii) per ciascuna classe di variazione, il numero di località comprese in ciascuna classe di variazione (in valore assoluto e percentuale); (iii) l’indicazione del numero di pdr serviti nelle località appartenenti a ciascuno dei *cluster* individuati.

Figura 1 – variazione del numero di pdr serviti tra l’anno 2018 e l’anno 2021 per classe di variazione¹

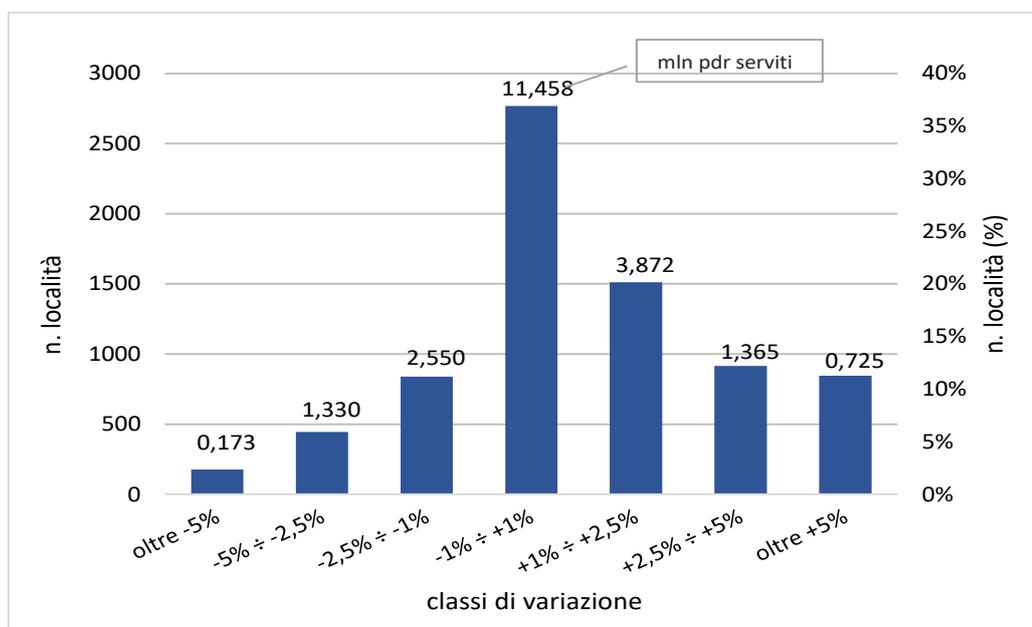
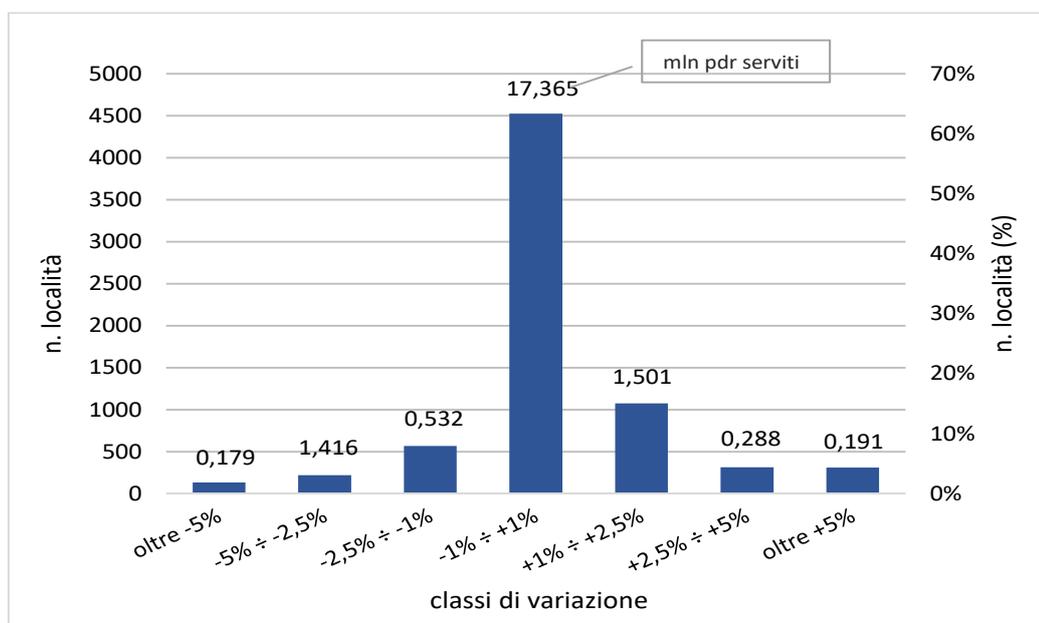


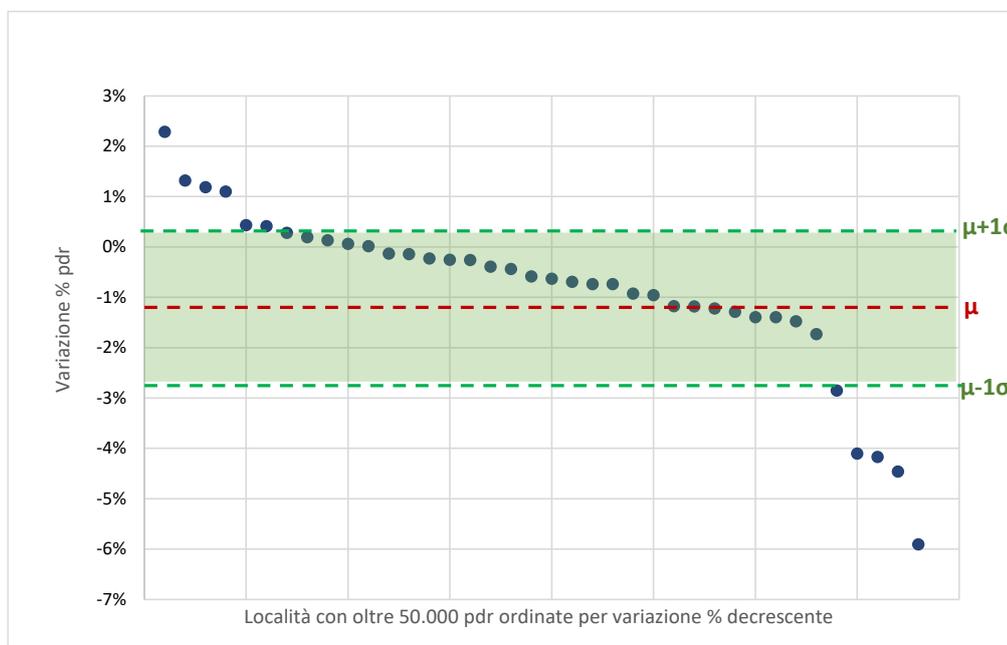
Figura 2 - variazione del numero di pdr serviti tra l’anno 2020 e l’anno 2021 per classe di variazione



¹ Escluse località con anno di prima fornitura successivo all’anno 2018.

- 2.9 Con riferimento alle variazioni dei punti di riconsegna nel periodo 2018-2021 (Figura 1) si rileva che la maggior parte delle località (37% del campione) risulta interessata da variazioni contenute, comprese tra il -1% e il +1%; il 44% delle località risulta avere interessata da incrementi nel numero di pdr serviti superiori all'1%; il restante 19% delle località è interessato da variazioni in diminuzione superiori all'1% in valore assoluto.
- 2.10 Con riferimento alla variazione tra l'anno 2020 e l'anno 2021 (Figura 2), la distribuzione delle variazioni si presenta (come ragionevole attendersi, dato il limitato arco di tempo considerato) più concentrata in un intervallo compreso tra il -1% e il +1% (63% delle località considerate); circa il 24% delle località risulta avere interessata da incrementi nel numero di pdr serviti superiori all'1%; il restante 13% delle località è interessato da variazioni in diminuzione superiori all'1%.
- 2.11 Analizzando inoltre le località che servono oltre 50.000 punti di riconsegna, la successiva Figura 3 fornisce una rappresentazione grafica del grado di dispersione (utilizzando la deviazione *standard*) di tali variazioni rispetto alla media aritmetica (pari a -0,84%), dalla quale si evidenzia che circa il 75% delle località presenta variazioni comprese nell'intervallo $[\mu-1\sigma ; \mu+1\sigma]$.

Figura 3 – Distribuzione delle variazioni 2018-2021 dei pdr nelle località con oltre 50.000 pdr



- 2.12 Sulla base delle considerazioni svolte, non si evidenziano fenomeni strutturali di riduzione nella dinamica dei punti di riconsegna, seppure a livello locale si presentino occasionali situazioni di significativa riduzione/aumento di utenti. In proposito l'Autorità reputa opportuno svolgere ulteriori analisi e approfondimenti

in relazione alla dinamica dei punti di riconsegna, monitorandone l'andamento nel corso del tempo per valutare tempestivamente eventuali necessità di intervento e comunque in vista del successivo periodo di regolazione.

- 2.13 Sulla base delle considerazioni svolte ed in considerazione dell'attuale fase di incertezza connessa alle tensioni sui mercati energetici derivanti dalle criticità dell'attuale quadro geopolitico, l'Autorità ritiene opportuno non modificare le attuali modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e confermare, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti, di cui al comma 16.2 della RTDG applicati negli anni 2020-2022.

Spunti per la consultazione

- S1.** Osservazioni in merito alla conferma delle modalità di trattamento e aggiornamento delle componenti relative ai costi operativi nel secondo semiperiodo.

3. Obiettivo per recuperi di efficienza relativi al servizio di misura

- 3.1 In relazione alla fissazione dei tassi di recupero di produttività (*X-factor*) per il servizio di misura per il quinto periodo di regolazione, con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità, sulla base delle evidenze disponibili in relazione al livello dei costi effettivi, che alla fine del quarto periodo di regolazione sono risultati superiori ai costi riconosciuti, ha fissato il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti relativo al servizio di misura in misura pari a 0% fino all'anno 2022 e che in occasione della revisione infra-periodo sia valutato l'obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025.
- 3.2 In merito, sono state condotte analisi sull'andamento dei costi operativi dichiarati dalle imprese nei conti annuali separati (regime ordinario) relativi agli anni 2019-2021. Il campione delle imprese considerate è risultato pari a 128 imprese, per l'anno 2019, 136 imprese per l'anno 2020 e 83 imprese per l'anno 2021².
- 3.3 Sulla base delle informazioni riportate nei conti annuali separati, la successiva Tabella 2 riporta i valori medi ponderati dei costi operativi effettivi unitari per le funzioni del servizio di misura relative a "installazione e manutenzione dei misuratori" e "raccolta, validazione e registrazione delle misure" (elaborati con i

² Per l'anno 2021 si è fatto riferimento ai conti annuali separati per l'anno 2021 comunicati dalle imprese in regime ordinario alla data dell'8 ottobre 2022; delle 83 imprese che hanno trasmesso i CAS con il regime ordinario 7 imprese risultano appartenere al *cluster* di grande dimensione (su 8 totali), 20 risultano essere di medie dimensioni (su 33 totali) e 56 risultano imprese di piccole dimensioni (su 145 totali).

medesimi criteri utilizzati ai fini della determinazione dei livelli unitari iniziali dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2020).

Tabella 2 - Costi operativi medi effettivi espressi in €/pdr per gli anni 2016-2021 (valori correnti) *

COE	2016	2017	2018	2019	2020	2021
installazione e manutenzione dei misuratori	4,75	3,68	4,46	3,83	3,64	3,01
raccolta, validazione e registrazione delle misure	3,47	3,77	3,90	3,66	3,80	3,56

* Per i dati relativi agli anni 2016-2018 si è fatto riferimento ai dati pubblicati nella relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2019/R/GAS.

- 3.4 Le analisi condotte hanno evidenziato, per entrambi le funzioni, valori medi di settore sostanzialmente in diminuzione nel corso del tempo, che si attestano, per l'anno 2021, su valori pari a 3,01 euro/pdr con riferimento alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori e su valori pari a 3,56 euro/pdr con riferimento alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure.
- 3.5 Con riferimento agli anni dal 2019 al 2021, disaggregando i valori medi riportati nella Tabella 2, in funzione della dimensione delle imprese si ottengono i risultati riportati nella successiva Tabella 3.

Tabella 3 – Costi unitari effettivi per le funzioni “installazione e manutenzione misuratori” e “raccolta, validazione e registrazione delle misure” nel triennio 2019-2021 (valori correnti)

dimensione impresa	installazione e manutenzione misuratori			raccolta, validazione e registrazione delle misure		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
grande	3,24	3,02	2,26	3,21	3,36	3,25
media	5,64	4,88	6,10	4,81	4,69	4,43
piccola	6,20	6,80	6,73	6,02	6,04	6,11
n. imprese	128	136	83	128	136	83

Tassi di capitalizzazione

- 3.6 La successiva Tabella 4 riporta il confronto tra i tassi di capitalizzazione medi³ rilevati per gli anni dal 2018 (oggetto di pubblicazione nella relazione tecnica

³ Calcolati come quota dei costi operativi capitalizzati, rispetto al totale dei costi operativi risultanti dai conti economici (regime ordinario) presentati dalle imprese nell'ambito della raccolta dei conti annuali separati.

allegata alla deliberazione 570/2019/R/GAS) al 2021, riferiti alla funzione di “installazione e manutenzione dei misuratori” del servizio di misura.

Tabella 4 - Tassi di capitalizzazione nel triennio 2018- 2021 relativi alla funzione "installazione e manutenzione dei misuratori"

Dimensione imprese	Tipo media	2018	2019	2020	2021
Grandi	ponderata	72,6%	80,0%	75,9%	73,7%
	aritmetica	69,2%	75,2%	70,5%	69,5%
Medie	ponderata	49,4%	57,3%	58,9%	54,0%
	aritmetica	45,0%	56,1%	58,1%	51,2%
Piccole	ponderata	21,7%	21,0%	23,8%	29,5%
	aritmetica	18,0%	16,7%	19,4%	21,2%

- 3.7 Le analisi condotte evidenziano, con riferimento alle imprese di grandi dimensioni, una sostanziale stabilità dei tassi di capitalizzazione nel periodo considerato; con riferimento alle imprese di dimensione media e piccola, un aumento delle capitalizzazioni nell’arco di tempo considerato.
- 3.8 Da ultimo, sono state inoltre confrontati i livelli dei costi operativi effettivi unitari rilevati per il periodo 2018-2021, con i costi operativi unitari riconosciuti sulla base delle tariffe di riferimento relative ai medesimi anni.

Tabella 5 – Valori di COE e COR espressi in €/pdr per la funzione “Installazione e manutenzione dei misuratori”

installazione e manutenzione dei misuratori	2018	2019	2020	2021
COE	4,46	3,83	3,64	3,01
COR	2,27	2,29	3,47	3,48

Tabella 6 – Valori di COE e COR espressi in €/pdr per la funzione “raccolta, validazione e registrazione delle misure”

raccolta, validazione e registrazione delle misure	2018	2019	2020	2021
COE	3,90	3,66	3,80	3,56
COR	3,22	3,25	3,67	3,68

- 3.9 Sulla base dei dati riportati nelle precedenti Tabella 5 e Tabella 6, si osserva che, rispetto a quanto rilevato nell’anno 2018 (anno *test* per le determinazioni assunte con la deliberazione 570/2019/R/GAS), nell’anno 2021 i costi operativi unitari riconosciuti risultano essersi riallineati ai costi effettivi medi, risultando

leggermente superiori ai valori dei costi operativi unitari effettivi, sia con riferimento alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori sia con riferimento alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure.

- 3.10 Sulla base di tali evidenze, tenuto conto anche degli obiettivi di recupero di produttività definiti per il servizio di distribuzione, l’Autorità reputa opportuno confermare, per gli anni 2023-2025, gli obiettivi di recupero di produttività già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione (pari a 0%).

Spunti per la consultazione

- S2.** Osservazioni in merito alla conferma, per il triennio 2023-2025, dei livelli di *X-factor* attualmente previsti per il servizio di misura.

4. Costi *standard* per l’installazione di *smart meter* gas

- 4.1 In relazione alla valorizzazione dei nuovi investimenti in *smart meter*, con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha confermato l’approccio fondato su logiche incentivanti, prevedendo una revisione approfondita dei livelli dei costi *standard* relativa agli *smart meter* a decorrere dagli investimenti del 2022.
- 4.2 Nella RTDG ad oggi in vigore sono definiti costi *standard* unitari inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas (gdm), per gli investimenti realizzati fino all’anno 2021. I valori unitari dei suddetti costi *standard* (espressi a prezzi 2011) sono riportati nella tabella 10 della RTDG.
- 4.3 In particolare:
- il comma 56.2 della RTDG prevede che, ai fini degli aggiornamenti annuali delle tariffe, gli investimenti relativi all’installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle Direttive *smart meter* siano valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard* fissato nella Tabella 10 della medesima RTDG;
 - il comma 56.3 della RTDG prevede che per gli incrementi patrimoniali relativi ai cespiti entrati in esercizio negli anni 2018 e 2019, la media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard* di cui al citato comma 56.2 della RTDG sia calcolata assumendo un peso pari rispettivamente al 60% e al 40%, mentre per gli anni successivi al 2019, tale media sia calcolata assumendo un peso pari rispettivamente al 70% e al 30%.

- 4.4 In coerenza con il mandato richiamato al precedente punto 4.1, la deliberazione 406/2022/R/GAS ha previsto che, ai fini dell'aggiornamento infra-periodo per il triennio 2023-2025, sia valutata l'adeguatezza del valore dei costi *standard* previsti per l'installazione degli *smart meter*, valutando altresì l'introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle Direttive *smart meter*.

Valore dei costi standard per gli investimenti effettuati nell'anno 2022

- 4.5 Tenuto conto delle tempistiche di pubblicazione della presente consultazione, l'Autorità reputa in primo luogo opportuno, confermare che, ai fini della valorizzazione degli investimenti in *smart meter* effettuati nell'anno 2022:
- a) ai fini dell'aggiornamento annuale, gli investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* (indipendentemente dalla classe), siano valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard*;
 - b) confermare i valori dei costi *standard* riportati nella Tabella 10 della medesima RTDG, relativi agli anni 2020 e 2021;
 - c) ai fini della determinazione del valore medio di cui alla precedente lettera a) confermare i medesimi pesi attualmente previsti dal citato comma 56.3 della RTDG in relazione agli investimenti successivi all'anno 2019 (70% per costi effettivi e 30% per i costi *standard*), richiamati al precedente punto 4.3, lettera b).

Valore dei costi standard per gli investimenti effettuati a partire dall'anno 2023

- 4.6 Con riferimento alla determinazione del valore unitario dei costi *standard* per l'installazione di *smart meter*, per gli investimenti effettuati a partire dall'anno 2023, sono state effettuate analisi sulla base delle informazioni rese disponibili dalle imprese ai fini degli aggiornamenti delle tariffe di riferimento per il servizio di misura. In particolare, le analisi hanno preso in considerazione gli investimenti effettuati a partire dall'anno 2018 e fino all'anno 2020 (ultimo anno per il quale sono disponibili dati a consuntivo).

Misuratori di classe G4/G6

- 4.7 La successiva Tabella 7 riporta il valore unitario medio degli investimenti in misuratori di classe minore o uguale a G6 effettuati negli anni 2018-2020; tali valori sono confrontati con il costo unitario *standard*, espresso a prezzi 2021, previsto per l'anno in esame e con i costi unitari riconosciuti dall'attuale metodologia tariffaria.

Tabella 7 – Valore unitario degli incrementi patrimoniali relativi all’installazione di *smart meter* di classe G4/G6 (dati di settore espressi a prezzi 2021)

Classe misuratore	Anno entrata in esercizio	GdM installati (n)	Incremento patrimoniale medio effettivo unitario (euro/gdm)	Incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto* (euro/gdm)	peso costo standard
G4	2018	3.840.469	108,76	123,52	40%
G4	2019	3.769.470	103,06	120,10	40%
G4	2020	2.371.460	118,90	126,93	30%
G6	2018	31.112	142,01	158,58	40%
G6	2019	51.696	144,99	160,37	40%
G6	2020	62.389	154,38	163,10	30%

* L’incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto in ogni anno è calcolato tenendo conto dei pesi utilizzati nei diversi anni tariffari ai fini del calcolo della media tra costi effettivi e costi *standard*

- 4.8 L’analisi effettuata sulla base dei dati trasmessi ai fini degli aggiornamenti tariffari evidenzia che, nel periodo considerato, sia con riferimento agli *smart meter* di classe G4 sia con riferimento agli *smart meter* di classe G6 il valore medio unitario degli incrementi patrimoniali dichiarati risulta in linea generale inferiore al corrispondente valore dei costi *standard* previsti dalla regolazione tariffaria (pari a 135 euro/gdm, per i misuratori G4 e 170 euro/gdm per i misuratori G6, espressi a prezzi 2011, come riportati nella Tabella 10 della RTDG)⁴, sebbene per l’anno 2020 i dati di costo effettivo evidenzino una crescita rispetto ai costi degli anni immediatamente precedenti.
- 4.9 Disaggregando i valori medi degli incrementi patrimoniali effettivi riportati nella Tabella 7 in funzione della dimensione delle imprese, si ottengono i risultati riportati nella successiva Tabella 8.

Tabella 8 – Valori medi ponderati degli incrementi patrimoniali unitari effettivi rilevati nel periodo 2018-2020 con riferimento ai gruppi di classe G4/G6 (prezzi 2021)

Dimensione impresa	G4	G6
Grande	110,97	155,85
Media	99,35	125,27
Piccola	115,78	150,40
Totale settore	109,02	148,39

⁴ Tali valori sono aggiornati annualmente per la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi; aggiornando tali valori a prezzi correnti 2021, i suddetti costi *standard* assumono valori rispettivamente pari a 145,67 euro/gdm e 183,43 euro/gdm.

- 4.10 Su tali basi, l’Autorità intende in primo luogo confermare che, per il periodo 2023-2025, il riconoscimento dei nuovi investimenti in *smart meter* sia determinato come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi *standard*, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti dal comma 56.3 della RTDG per gli investimenti effettuati successivamente al 2019 (pari rispettivamente al 70% per i costi effettivi e al 30% per i costi *standard*).
- 4.11 Con riferimento ai valori unitari dei costi *standard* previsti per l’installazione di *smart meter* di classe G4/G6, anche tenuto conto della dinamica di costo evidenziata al precedente punto 4.8, l’Autorità intende prevedere, a partire dagli investimenti effettuati nell’anno 2023, valori dei costi *standard* unitari inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio (espresso a prezzi 2021) in misura compresa tra 110 e 115 euro/gdm, con riferimento ai misuratori di classe G4 e compreso tra 150 e 155 euro/gdm con riferimento ai misuratori di classe G6. Tali valori, come previsto dalla regolazione attuale, sono aggiornati annualmente per la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 4.12 Come riportato inoltre nella deliberazione 406/2022/R/GAS, l’Autorità è intenzionata altresì a valutare l’introduzione di forme di differenziazione di tali costi *standard* collegate all’installazione di gruppi di misura dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive *smart meter*.
- 4.13 Come evidenziato anche nel documento per la consultazione 487/2019/R/GAS, l’Autorità ha indicato la necessità di rendere possibili soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi.
- 4.14 In tale occasione, l’Autorità sulla base di prime interlocuzioni con le imprese ha rilevato alcune opportunità di interesse, in particolare sotto il profilo della sicurezza, collegate allo sviluppo di funzionalità ulteriori degli *smart meter* gas, quali:
- funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza per territori a rischio sismico: gli *smart meter* possono essere utilizzati per bloccare l’erogazione del gas in caso di scosse sismiche di una data rilevanza, in modo da mettere sicurezza le abitazioni da rischi di fughe di gas e conseguenti scoppi e incendi;
 - funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza domestica, per intercettare eventuali dispersioni di gas da impianto di utenza dovute per esempio a trafilazioni nell’impianto di utenza o a rotture di tubazioni, i cui benefici possono essere valutati in relazione al rischio evitato, alle emissioni di gas naturale evitate e al miglioramento di qualità del servizio.
- 4.15 Al fine di non disincentivare le imprese che hanno proceduto nel corso degli ultimi anni all’installazione di apparati dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive *smart meter*, l’Autorità intende prevedere che, a partire dagli investimenti effettuati nell’anno 2023, in caso di installazione

di *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici, i costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio siano riconosciuti sulla base del costo effettivo sostenuto dall'impresa, in misura superiore al costo *standard*, ma comunque entro un tetto posto pari al valore del costo *standard* previsto a partire dall'anno dati 2023 maggiorato di 30 euro (ossia pari a 140/145 euro/gdm per gli *smart meter* di classe G4 e pari a 180/185 euro per quelli di classe G6).

- 4.16 In merito, l'Autorità intende prevedere altresì di riconoscere tali costi limitatamente ai casi di installazione in località situate nei territori a più elevato rischio sismico, come individuate dall'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006 o da provvedimenti regionali successivi. Le imprese di distribuzione avrebbero comunque la possibilità di indicare specifici criteri adottati nella selezione delle località ove installare tali misuratori, purché conformi agli orientamenti più recenti in materia⁵.
- 4.17 In coerenza con l'obiettivo di stimolare la diffusione di tecnologie innovative, l'Autorità intende altresì prevedere che le imprese che, nel corso degli anni 2020-2022, abbiano proceduto ad installare *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici in aree ad elevato rischio sismico (come individuate al punto precedente), possano presentare istanza ai fini del riconoscimento dei costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio, sulla base del costo effettivo sostenuto, in misura superiore al costo *standard*, ma comunque entro un tetto posto pari al valore del costo *standard* previsto nel medesimo periodo, maggiorato di 30 euro.
- 4.18 Ulteriori valutazioni saranno effettuate nell'ambito della determinazione dei costi *standard* propedeutica all'implementazione del ROSS-*base* per la distribuzione gas.

Misuratori di classe superiore a G6 e fino a G25

- 4.19 La successiva Tabella 9 riporta il valore unitario medio degli investimenti in misuratori di classe superiore a G6 e fino a G25, effettuati negli anni 2018-2020; tali valori sono confrontati con il costo unitario *standard* previsto per l'anno in esame e con i costi unitari riconosciuti dall'attuale metodologia tariffaria.

⁵ Si vedano in particolare le informazioni rese disponibili dal Dipartimento della Protezione Civile e reperibili all'indirizzo: <https://rischi.protezionecivile.gov.it/it/sismico/attivita/classificazione-sismica>

Tabella 9 - Valore unitario degli incrementi patrimoniali relativi all'installazione di *smart meter* di classe da G10 a G25 (dati di settore espressi a prezzi 2021)

Classe misuratore	Anno entrata in esercizio	GdM installati (n)	Incremento patrimoniale medio effettivo unitario (euro/gdm)	Incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto* (euro/gdm)	peso costo standard
G10	2018	7.386	436,92	477,95	40%
G10	2019	4.755	425,16	470,90	40%
G10	2020	3.184	509,61	518,57	30%
G16	2018	9.092	393,21	453,89	40%
G16	2019	9.070	410,61	464,33	40%
G16	2020	8.493	454,09	481,33	30%
G25	2018	4.003	468,72	540,19	40%
G25	2019	5.458	464,85	537,87	40%
G25	2020	5.130	561,38	587,19	30%

* L'incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto in ogni anno è calcolato tenendo conto dei pesi utilizzati nei diversi anni tariffari ai fini del calcolo della media tra costi effettivi e costi *standard*

- 4.20 L'analisi effettuata sulla base dei dati trasmessi ai fini degli aggiornamenti tariffari evidenzia che negli anni considerati, il valore medio unitario degli incrementi patrimoniali dichiarati con riferimento agli *smart meter* di classe superiore a G6 e fino a G25, installati nel periodo 2018-2020 risultano in linea generale inferiori al valore dei costi *standard* previsti dalla regolazione tariffaria (pari a 500 euro/gdm, per i misuratori G10, a 505 euro/gdm per i misuratori G6 e 600 euro/gdm per i misuratori G25 espressi a prezzi 2011, come riportati nella Tabella 10 della RTDG⁶), sebbene, anche per tali tipologie di misuratori, i dati di costo effettivo relativi all'anno 2020 evidenzino una crescita rispetto ai costi effettivi sostenuti negli anni immediatamente precedenti.
- 4.21 In proposito, tenuto conto del completamento del cronoprogramma di installazione previsto dalle Direttive *smart meter* (per i punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura superiore a G6, al 31 dicembre 2018, il 100% di tali punti di riconsegna deve essere equipaggiato con uno *smart meter* in servizio), l'Autorità prospetta di confermare - per il periodo 2023-2025 - il riconoscimento dei nuovi investimenti in *smart meter* come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi *standard*, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti dal comma 56.3 della RTDG per gli investimenti effettuati

⁶ Tali valori sono aggiornati annualmente per la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi; aggiornando tali valori a prezzi correnti 2021, i suddetti costi *standard* assumono valori rispettivamente pari a 539,50 euro/gdm, 544,90 e 647,40 euro/gdm.

successivamente al 2019 (pari rispettivamente al 70% per i costi effettivi e al 30% per i costi *standard*).

- 4.22 Con riferimento alla valorizzazione dei costi *standard* previsti a partire dall'anno 2023, tenuto conto delle evidenze riportate al precedente punto 4.20, in relazione agli investimenti in gruppi di misura di classe superiore a G6 e fino a G25, l'Autorità prospetta di rivedere il valore dei costi *standard* secondo quanto riportato nella successiva Tabella 10.

Tabella 10 – Nuovi livelli di costo *standard* per gli anni 2023-2025 per i misuratori di classe superiore a G6 e fino a G25

Tipologia misuratore	Costo standard unitario 2023 (euro/gdm)
G10	450-455
G16	420-425
G25	500-505

Misuratori di classe maggiore o uguale a G40 e dispositivi *add on*

- 4.23 In relazione ai misuratori di classe superiore a G25 e ai dispositivi *add on*, i costi unitari effettivi di installazione hanno evidenziato una maggiore variabilità nel periodo considerato (a fronte, peraltro, di un'esigua numerosità di tali apparati).
- 4.24 Con riferimento ai misuratori di classe maggiore o uguale a G40, nonché quelli relativi ai dispositivi *add on*, l'Autorità ritiene opportuno confermare per il triennio 2023-2025 i valori dei costi *standard* attualmente previsti dalla RTDG.

Spunti per la consultazione

- S3.** Osservazioni in merito ai livelli di costi *standard* previsti per le installazioni di *smart meter* effettuate a partire dall'anno 2023.
- S4.** Osservazioni in relazione alla differenziazione dei costi *standard* per gli *smart meter* dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive *smart meter*.
- S5.** Osservazioni in merito alle modalità di individuazione dei territori a rischio sismico e proposte per riferimenti alternativi.

5. Riconoscimento del valore residuo per gli *smart meter* installati nella prima fase del *roll out*

- 5.1 Con riferimento al servizio di misura, come riportato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha ritenuto opportuno valutare l’ipotesi di riconoscere, in via straordinaria e tenuto conto delle specificità connesse a tecnologie innovative utilizzate, i costi residui non ammortizzati degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out* che si è reso necessario dismettere anticipatamente.
- 5.2 In proposito, come riportato nella parte di motivazione della deliberazione 269/2022/R/GAS, l’Autorità ha ribadito l’opportunità di prevedere che, entro il termine del corrente anno 2022, siano definite le modalità di riconoscimento dei costi non ammortizzati degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out*, già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, valutando tali misure unitamente alla possibile sterilizzazione di eventuali margini che le imprese hanno potuto conseguire grazie all’applicazione di riconoscimenti sulla base anche di costi *standard*. La medesima deliberazione 269/2022/R/GAS ha rimandato nell’ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas la definizione delle modalità applicative di dettaglio.
- 5.3 Sulla base delle informazioni rese disponibili da alcune associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, risulta che gli *smart meter* prodotti negli anni 2012-2016, presentano tassi di insuccesso (in termini di mancata comunicazione dei dati di lettura) significativamente superiori ai livelli fisiologici individuati dalla medesima deliberazione 269/2022/R/GAS. I dati relativi agli *smart meter* con anno di fabbricazione successivo al 2016 evidenziano tassi di insuccesso in linea con i livelli fisiologici individuati dalla suddetta delibera 269/2022/R/GAS.
- 5.4 Sempre sulla base delle informazioni rese disponibili da alcune associazioni, con riferimento al complesso delle anomalie considerate per *smart meter* di calibro G4-G6, a partire dall’anno 2017, si rileva un *trend* di progressivo miglioramento/riduzione delle anomalie, anche riconducibile al progressivo sviluppo affinamento dei sistemi di monitoraggio, analisi ed intervento dei singoli operatori.
- 5.5 I dati forniti dalle associazioni appaiono trovare sostanziale conferma nei dati comunicati dalle imprese ai fini degli aggiornamenti annuali delle tariffe di misura dai quali di rileva che la quota di misuratori entrati in esercizio nel periodo 2012-

2016 e dismesso anticipatamente rispetto al termine della vita utile negli anni dal 2013 al 2020 è pari a circa 11,63%. Per i misuratori entrati in esercizio successivamente al 2016, la quota di *smart meter* dismessi alla fine dell'anno 2020 risulta pari a 0,53%.

- 5.6 Alla luce di tali considerazioni, ed in coerenza con quanto prospettato nella citata deliberazione 269/2022/R/GAS, l'Autorità reputa opportuno valutare le modalità di riconoscimento dei costi non ammortizzati degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out*, già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, circoscrivendo tale intervento di riconoscimento agli *smart meter* entrati in esercizio negli anni dal 2012 al 2016 prevedendo altresì che il valore residuo non ammortizzato sia riconosciuto fino a concorrenza del costo *standard* previsto con riferimento all'anno 2012.
- 5.7 L'Autorità ritiene che l'intervento di cui al punto precedente sia proporzionato anche in relazione ai rischi di potenziale decadimento della qualità del servizio radiomobile "di seconda generazione" (GSM-GPRS), dal momento che nel corso del 2017 si è svolta la consultazione pubblica dell'Autorità per le garanzie delle comunicazioni (Agcom) n. 184/17/CONS, in esito alla quale l'Agcom ha adottato la deliberazione 296/17/CONS⁷ che ha trattato anche il tema della scadenza del 30 giugno 2022 in relazione agli obblighi di servizio di tale tecnologia.

Spunti per la consultazione

- S6.** Si condivide l'ipotesi di circoscrivere l'intervento ai misuratori messi in servizio negli anni dal 2012 al 2016?
- S7.** Osservazioni in merito al riconoscimento del valore residuo nella misura massima pari al costo *standard* relativo all'anno 2012.

Modalità operative relative al riconoscimento del valore residuo

- 5.8 Ai fini del riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* installati nel periodo 2012-2016, l'Autorità prospetta di procedere in coerenza con le disposizioni di cui al comma 55.1, lettera c), della RTDG relative alle modalità di

⁷ Una sintesi della consultazione Agcom 184/17/CONS è disponibile all'indirizzo: <https://www.agcom.it/documents/10179/8051370/Documento+generico+17-07-2017/d0231fb2-c97b-43dd-8da8-e2f4829cdf08?version=1.0>.

La medesima Agcom, inoltre, con la delibera 338/20/CONS, ha confermato la data del 30 giugno 2022 come termine dell'obbligo di servizio GSM nelle bande 900 e 1800 MHz. La conferma di tale termine non dovrebbe implicare la cessazione dell'offerta di tale servizio, che potrà essere garantita dagli Operatori mobili fino alla scadenza dei diritti d'uso esistenti, al momento fissata al 31 dicembre 2029.

aggiornamento della componente $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ che escludono dal computo del tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile regolatoria dei cespiti nell'anno $t-1$, le dismissioni di gruppi di misura convenzionali sostituiti con gruppi di misura elettronici ai sensi delle Direttive *smart meter*.

5.9 In merito, l'Autorità intende prevedere che:

- a) ai fini dell'aggiornamento delle componenti a copertura degli ammortamenti relativi al servizio di misura (articolo 55 della RTDG), dal calcolo del tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile regolatoria dei cespiti nell'anno $t-1$, siano escluse oltre alle dismissioni di cui al precedente punto, anche le dismissioni di gruppi di misura elettronici classe $\leq G6$ conformi ai requisiti previsti dalle Direttive *smart meter*, installati nel periodo intercorrente dall'anno 2012 all'anno 2016 (incluso) e sostituiti con *smart meter*;
- b) ai fini dell'aggiornamento della quota parte della componente a copertura degli ammortamenti, il riconoscimento del valore residuo dei suddetti gruppi di misura elettronici di classe $\leq G6$, entrati in esercizio negli anni 2012-2016, sia posto pari alle quote di ammortamento residue fino a 15 anni di vita, nella misura massima individuata dal costo *standard* relativo all'anno 2012, opportunamente rivalutate in funzione della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

5.10 Tale disposizione troverebbe applicazione sia con riferimento ai cespiti già oggetto di dismissione fino al 2020, sia con riferimento alle dismissioni effettuate a partire dall'anno 2021 (comutate a partire dalle tariffe di riferimento definitive dell'anno 2022).

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni in merito alle modalità di riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura elettronici di classe $\leq G6$, entrati in esercizio negli anni 2012-2016.

6. Riconoscimento parametrico dei costi di telegestione e concentratori

6.1 Con riferimento al riconoscimento dei ricavi di ammessi per il servizio di misura, l'attuale regolazione prevede che, nell'ambito della tariffa di riferimento TVM di cui al comma 31.1 della RTDG siano applicate, tra le altre:

- la componente $t(rac)_t^{ope}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure;
 - la componente $TEL_{t,c}$, espressa in euro, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione;
 - la componente $CON_{t,c}$, espressa in euro, a copertura dei costi dei concentratori.
- 6.2 Per il triennio 2020-2022, con l'obiettivo di sostenere la fase di introduzione di nuove tecnologie per il servizio di misura, l'Autorità, con la RTDG 2020-2025, ha confermato, in aggiunta a quanto già riconosciuto a livello parametrico con la componente a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione $t(rac)_t^{ope}$, il regime di riconoscimento integrativo dei costi operativi $TEL_{t,c}$ e $CON_{t,c}$, da determinare a consuntivo sulla base dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese.
- 6.3 Come previsto dall'articolo 31, comma 2, della RTDG, i costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori sono soggetti all'applicazione di un tetto unitario decrescente nel tempo, fissato con la deliberazione 904/2017/R/GAS, espresso in euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno *smart meter* e pari:
- a) per l'anno 2020, a 4,24 euro/pdr_{smart};
 - b) per l'anno 2021, a 3,74 euro/pdr_{smart};
 - c) per l'anno 2022, a 3,24 euro/pdr_{smart};
- 6.4 Con la determina 08 novembre 2021, 6/2021 adottata dal Direttore della Direzione Infrastrutture e *Unbundling* dell'Autorità sono state definite le modalità di presentazione delle istanze per il riconoscimento tariffario dei costi operativi TEL e CON sostenuti negli anni 2020, 2021 e 2022.
- 6.5 La medesima determina 6/2021 ha chiarito inoltre alcuni elementi utili al calcolo dell'importo spettante in caso di ammissibilità dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, definiti in coerenza con le raccolte relative agli anni precedenti:
- a) la componente tariffaria $t(rac)_t^{ope}$ è stata determinata sulla base dei dati di costo effettivo sostenuto nel 2018 - anno di riferimento - riportati nei conti annuali separati resi disponibili dalle imprese distributrici all'Autorità; tali costi includono i costi TEL e CON sostenuti dalle imprese nell'anno 2018, essendo imputati ai medesimi comparti;
 - b) la quota dei costi operativi TEL e CON inclusa nell'ambito della componente tariffaria $t(rac)_t^{ope}$ dell'anno 2020 risulta pari a 0,53 euro/pdr;

- c) sempre sulla base dei dati rilevati nella raccolta TEL e CON nell'anno di riferimento, il costo unitario del traffico dati pesato sui punti di riconsegna medi delle imprese risulta pari a 1,02 euro/pdr;
- d) i costi ammissibili al riconoscimento derivanti dall'applicazione del tetto debbano essere nettati della parte dei costi già riconosciuti mediante altre componenti tariffarie;
- e) in coerenza con i criteri di calcolo adottati nel periodo di regolazione 2014-2019, per le imprese che non presentano istanza, il ricavo ammesso a copertura dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori è pari al minimo tra il valore del tetto ai riconoscimenti e la somma dei costi effettivi di capitale dichiarati dalle imprese e del ricavo conseguito dall'applicazione della quota di tali costi inclusa nella componente $t(rac)_t^{ope}$ a copertura dei costi operativi TEL e CON.

6.6 Ai fini di integrare i criteri di regolazione per il secondo semiperiodo del quinto periodo regolatorio, con riferimento alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, con la deliberazione 570/2019/R/GAS è stato avviato un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza.

Analisi dei dati comunicati ai fini dei riconoscimenti TEL e CON

- 6.7 Ai fini dell'aggiornamento infra-periodo delle modalità di riconoscimento dei costi TEL e CON, l'Autorità ha analizzato i costi operativi riportati nelle istanze per il riconoscimento dei costi operativi relative alle annualità 2018, 2019 e 2020 e i costi di capitale riconosciuti a fini tariffari per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori.
- 6.8 I costi operativi sono stati determinati a partire dai costi dichiarati dalle imprese che hanno presentato istanza TEL e CON; per le imprese che non hanno presentato istanza il livello dei costi operativi è posto pari al prodotto tra la quota parte della componente $t(rac)_t^{ope}$ (espressa in euro/pdr) a copertura dei costi TEL e CON e il numero di pdr dotati di *smart meter*, in coerenza con le modalità di calcolo adottate ai fini del riconoscimento dei costi TEL e CON.
- 6.9 I costi di capitale sono stati determinati sulla base dei dati di investimento comunicati dalle imprese con riferimento ai cespiti "telegestione/telelettura" e "concentratori", riportati nelle delibere di aggiornamento delle tariffe di riferimento.

Tabella 11 - Costi TEL e CON unitari per pdr_{smart} per gli anni 2018-2020 (valori correnti)

2018	2019	2020
2,00	1,80	1,90

- 6.10 In relazione a tali costi si ritiene opportuno in primo luogo procedere ad aggiornare detti valori, al fine di tener conto della variazione dei prezzi fino all'anno 2023 e, successivamente, determinarne il valore al netto della quota dei costi TEL e CON riconosciuta tramite la componente parametrica $t(rac)_t^{ope}$.
- 6.11 Con riferimento a tale ultimo aspetto, pare opportuno evidenziare che la quota riconosciuta tramite la componente parametrica $t(rac)_t^{ope}$ è espressa in euro per punto di riconsegna, è riconosciuta indipendentemente se il punto di prelievo sia dotato o meno di *smart meter*.
- 6.12 Tenuto conto che a regime, le imprese soggette agli obblighi (esclusi G4 e G6 per imprese con meno di 50.000 clienti) utilizzeranno la telelettura su almeno l'85% dei loro clienti, si stima che a regime si avrà più dell'80% del parco con raccolta dati attraverso telelettura; appare pertanto opportuno innanzitutto riparametrare la quota dei costi riconosciuti con la componente $t(rac)_t^{ope}$ in funzione del numero di *smart meter* a regime nell'anno 2023. Sulla base di tale assunzione, la quota di costi TEL e CON riconosciuta tramite la componente $t(rac)_t^{ope}$ è stimata pari a 0,68 euro per punto di riconsegna dotato di *smart meter*⁸.
- 6.13 Su tali basi, il valore dei costi unitari relativi all'anno 2020 espresso a prezzi 2023 e depurato della quota riconosciuta parametricamente con la suddetta componente $t(rac)_t^{ope}$, risulta pari a 1,30 euro/pdr_{smart}.
- 6.14 Con riferimento alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, in ottica di semplificazione degli attuali meccanismi di riconoscimento, ed in coerenza con le linee di intervento individuate nel documento per la consultazione 487/2019/R/GAS, l'Autorità intende prevedere, ai fini della copertura dei costi (operativi e di capitale) TEL e CON per il triennio 2023-2025, la definizione di un'unica componente parametrica $t(telcon)_{t,c}$ applicata ai soli punti di riconsegna dotati di *smart meter*, pari a 1,30 €/pdr_{smart}.
- 6.15 In relazione a quanto prospettato al punto precedente, si evidenzia che:
- l'applicazione della componente parametrica è sostitutiva dei costi di capitale attualmente riconosciuti nelle tariffe di riferimento in relazione ai cespiti centralizzati "sistemi di telelettura/telegestione" e "concentratori";
 - il valore della componente parametrica $t(telcon)_{t,c}$ per gli anni 2024 e 2025 è aggiornato applicando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat.

⁸ Tale valore è ottenuto aggiornando il valore 6.5, lettera b), al 2023 (pari 0,55 €/pdr) e riparametrando tale valore in funzione del rapporto tra il numero di pdr dotati di *smart meter* rispetto al totale dei pdr (assunto pari a 0,81, in coerenza con quanto riportato in relazione al grado di penetrazione degli *smart meter* a regime).

Spunti per la consultazione

S9. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori per il triennio 2023-2025.

7. Definizione del livello del costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch* da applicare nel triennio 2023-2025

- 7.1 In relazione alla definizione del costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch*, come riportato nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, l’Autorità, tenuto conto che con lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione e l’installazione degli *smart meter* il costo marginale delle letture di *switch* tenda ad essere pari a zero, ha ipotizzato la graduale abolizione del riconoscimento di un costo *standard* per le letture di *switch* prevedendo che nel primo triennio del quinto periodo regolatorio sia dimezzato il valore del riconoscimento unitario per lettura di *switch* e che il riconoscimento sia limitato al numero di letture di *switch* effettuate in ciascun anno che ecceda quelle effettuate nel 2018.
- 7.2 In relazione a quanto prospettato nel suddetto documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, i soggetti che hanno fornito osservazioni rispetto a questo aspetto hanno in generale condiviso l’ipotesi di basare il riconoscimento dei costi sul numero di letture di *switch* che eccede il livello del 2018, evidenziando tuttavia contrarietà rispetto all’ipotesi di dimezzare il riconoscimento nel primo semi-periodo e di azzerarlo completamente nel secondo semi-periodo, in quanto, secondo quanto sostenuto, permanerebbero quote significative di misuratori tradizionali installate presso punti di riconsegna non accessibili.
- 7.3 L’Autorità, alla luce delle osservazioni pervenute, con la deliberazione 570/2019/R/GAS ha previsto che per il primo semi-periodo di regolazione il livello del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* sia mantenuto a 5 euro e che la revisione di tale costo *standard* sia rinviata alla revisione infra-periodo anche sulla base dei dati relativi al numero delle letture di *switch* effettuate nel periodo 2019-2021 e tenuto conto dell’andamento delle installazioni degli *smart meter*.
- 7.4 Sulla base del mandato riportato nella deliberazione 570/2019/R/GAS, sono state effettuate analisi sui dati trasmessi ai fini tariffari, relativi agli anni 2018-2020 (ultimo anno per il quale sono disponibili dati a consuntivo) al fine di verificare, da un lato, il grado di penetrazione degli *smart meter* rispetto ai misuratori convenzionali, dall’altro, l’andamento delle letture di *switch*.

- 7.5 Da tale analisi emerge che l'incidenza dei misuratori convenzionali rispetto al totale del parco misuratori in esercizio risulta pari al 28% del totale dei misuratori installati a fine anno 2020, rispetto al 53% rilevato con riferimento all'anno 2018. Come riportato al precedente punto 6.12, l'Autorità, tenuto conto delle tempistiche di sostituzione per i misuratori di classe non superiore a G6, reputa che a regime si avrà più dell'80% del parco con raccolta dati attraverso telelettura. Il numero delle letture di *switch* è aumentato di circa il 42% passando da circa 1,6 milioni nell'anno 2018 a circa 2,3 milioni nell'anno 2020, valutati ulteriormente in crescita nell'anno 2021, sulla base di prime informazioni rese disponibili dalla CSEA.
- 7.6 Sulla base delle evidenze disponibili, l'Autorità ritiene ragionevole dare corso a quanto già prospettato in occasione delle consultazioni propedeutiche alle decisioni assunte con la deliberazione 570/2019/R/GAS prevedendo che, a partire dalle tariffe per l'anno 2023 (anno dati 2022), il valore unitario del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* sia posto pari a 0,50 euro, applicato al numero di letture di *switch* effettive di ciascun anno *t*.
- 7.7 Tale misura appare adeguata a consolidare la logica di riconoscimento di costi efficienti (associati ad un parco misuratori caratterizzato a regime dalla netta prevalenza di *smart meter*) e a mantenere nel contempo elevato lo stimolo alla messa in servizio di sistemi di *smart metering* anche per le imprese di minori dimensioni, a fronte dell'assenza di obblighi specifici di installazione previsti dalla regolazione.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per le letture di *switch* per il triennio 2023-2025.

8. Definizione dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17

- 8.1 L'articolo 17, comma 1 della RTDG prevede 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 delle Direttive *smart meter* siano riconosciuti a consuntivo.
- 8.2 L'articolo 17, comma 5, della medesima RTDG prevede inoltre che, a ciascun esercente, per il primo semi-periodo, sia riconosciuto in acconto un importo di 50

euro per ciascun punto di riconsegna equipaggiato con misuratore di classe superiore a classe G6 conformi ai requisiti delle Direttive *smart meter*.

- 8.3 Per la stima della misura dell’acconto per il secondo semi-periodo l’Autorità ha proceduto all’esame dei costi rilevati dalle imprese nei conti annuali separati nel comparto dell’attività di misura “*i) verifica periodica ex lege dei dispositivi di conversione laddove presenti nei misuratori di cui al punto a)*” nel periodo 2018-2021, rapportando tali costi al numero di misuratori messi in servizio di classe superiore a G6 conformi ai requisiti delle Direttive *smart meter* gas, i cui esiti sono riportati nella successiva Tabella 12.

Tabella 12 - OPEX medio ponderato unitario espresso in €/gdm >G6. per le annualità 2018, 2019, 2020 e 2021

	2018	2019	2020	2021
Opex medio unitario per gdm	21,19	21,45	13,91	11,07
N° imprese del campione	67	72	76	52

- 8.4 I dati disponibili evidenziano con riferimento agli anni 2020 e 2021 costi unitari disallineati rispetto ai dati del biennio precedente. Tale disallineamento appare potenzialmente determinato anche dalla particolare situazione emergenziale che ha interessato gli anni 2020 e 2021.
- 8.5 Ai fini del riconoscimento degli extra-costi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17, l’Autorità, con riferimento agli anni 2023-2025, intende prevedere, in continuità con il primo semi-periodo, un meccanismo di acconto-conguaglio. In merito, anche tenuto conto delle tempistiche previste dal citato decreto 93/17 per le operazioni di verificazioni sulle diverse tipologie di misuratori e sui dispositivi di conversione dei volumi (variabili tra 2 e 16 anni), l’Autorità reputa ragionevole definire il valore di tale acconto in misura compresa tra 20 e 40 euro per ciascun punto di riconsegna equipaggiato con misuratore di classe superiore a classe G6 conformi ai requisiti delle Direttive *smart meter*.

Spunti per la consultazione

- S11.** Osservazioni in merito al valore dell’acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17.

9. Applicazione delle disposizioni del dPCM 29 marzo 2022

Regolazione tariffaria in vigore

- 9.1 Con riferimento al processo di metanizzazione della Regione Sardegna, con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha previsto, tra l’altro:
- l’istituzione dell’ambito tariffario Sardegna;
 - transitoriamente, per un periodo non superiore a tre anni, l’introduzione di una specifica componente tariffaria CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, applicata ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, pari alla differenza tra il livello della tariffa obbligatoria che verrebbe determinata con riferimento alla sola Sardegna e il livello della tariffa obbligatoria dell’Ambito meridionale, e prevedere che il minor gettito sia compensato nell’ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG₁ della medesima tariffa obbligatoria;
 - che i soggetti che gestiscono reti isolate di GNL o reti isolate alimentate con carro bombolaio situate nella Regione Sardegna possano presentare istanza per l’applicazione della disciplina generale prevista per le reti interconnesse, comunque per un periodo non superiore a cinque anni, decorso il quale, nel caso in cui non sia realizzata l’interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, siano adottate soluzioni tariffarie che garantiscano la tutela dei clienti finali che si sono connessi a tali reti, al contempo limitando il rischio sopportato dai clienti finali in relazione a investimenti effettuati in tali ambiti e responsabilizzando le imprese distributrici.

Disposizioni tariffarie del dPCM 29 marzo 2022

- 9.2 L’articolo 2, comma 8, del suddetto dPCM 29 marzo 2022 prevede tra l’altro che, entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, 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 DPCM 29 marzo 2022, in linea con quelle di ambiti tariffari con costi assimilabili, come individuati dalla regolazione tariffaria.
- 9.3 Con la deliberazione 279/2022/R/COM, l’Autorità ha avviato un procedimento per l’attuazione del dPCM 29 marzo 2022, nell’ambito del quale ha ritenuto opportuno prevedere, tra l’altro di valutare, in occasione dell’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2023-2025, l’adozione delle misure previste all’articolo 2,

comma 8, del dPCM 29 marzo 2022 in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna.

- 9.4 Ai fini di quanto previsto dal precedente punto, l’Autorità intende dare attuazione a quanto previsto dal dPCM 29 marzo 2022, confermando per il triennio 2023-2025, l’applicazione di una specifica componente tariffaria *CE* della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, di cui al comma 42.3, lettera k), della RTDG, prevedendo che il minor gettito sia compensato nell’ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG_1 della medesima tariffa obbligatoria.

Spunti per la consultazione

- S12.** Osservazioni in merito alla modalità applicative delle disposizioni di cui all’articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022.

PARTE III

DISPOSIZIONI ULTERIORI IN MATERIA DI ONERI GENERALI GAS E FATTURAZIONE DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE

10. Componenti tariffarie ulteriori a copertura di oneri generali del sistema gas

10.1 La Tabella 13 presenta una sintesi delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas (oggi disciplinate alla Sezione VI della RTDG), precisandone destinazione e relativo conto di gestione istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA o Cassa).

Tabella 13: Componenti tariffarie ulteriori delle tariffe obbligatorie di cui all'articolo 42 RTDG

Componente	Oggetto della copertura	Conto di gestione
GS	Oneri connessi al regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati	<i>Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio (art. 78 RTDG)</i>
RE	Misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, e sviluppo tecnologico e industriale, di cui all'articolo 57 del TIT	<i>Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (art.75 RTDG), Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento (art. 79 RTDG) e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (art. 57 TIT)</i>
RS	Finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, degli incentivi in materia di qualità dei servizi gas	<i>Conto qualità dei servizi gas (art. 76 RTDG)</i>
UG₁	Squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli	<i>Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas (art. 77 RTDG)</i>
UG_{2c}	Compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio	<i>Fondo riconoscimento fornitori ultima istanza (art. 80 RTDG)</i>
UG_{2k}	Riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k effettuata in ottemperanza alla sentenza 4825/16 del Consiglio di Stato	<i>Conto per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k effettuata in ottemperanza alla sentenza 4825/16 del Consiglio di Stato (art. 85 RTDG)</i>
UG_{3INT}	Copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione di cui all'articolo 12bis del TIMG	<i>Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna (art. 81 RTDG)</i>
UG_{3UI}	Oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il FDD, di cui all'articolo 37 del TIVG, e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza, limitatamente ai clienti finali non disalimentabili	<i>Conto per i servizi di ultima istanza (art. 82 RTDG)</i>
UG_{3FT}	Copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 363/2012/R/gas	<i>Conto oneri per il servizio di default trasporto (art. 6 deliberazione 363/2012/R/gas)</i>

10.2 L'articolo 73 della RTDG attualmente in vigore dispone le modalità di esazione componenti tariffarie delle tariffe obbligatorie GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃, di cui al comma 42.3, lettere da c) a h), della RTDG, e della relativa gestione del gettito.

- 10.3 Tali disposizioni prevedono, in linea generale, che le imprese distributrici versino alla CSEA, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale erogato nel bimestre medesimo il gettito delle componenti RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃ (comma 73.1 RTDG). Analogamente al caso delle componenti aggiuntive del trasporto, tale disposizione è applicata dalla CSEA facendo riferimento alla fatturazione di ciascun bimestre da parte delle imprese di distribuzione, la quale si verifica di norma nel bimestre successivo.
- 10.4 In merito all'esazione della componente GS, la RTDG prevede che:
- entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre le imprese distributrici versano alla CSEA, se positiva, la differenza tra:
 - i. il gettito derivante dall'applicazione della componente GS di cui al comma 42.3, lettera c), in relazione al servizio di distribuzione erogato nel bimestre medesimo;
 - ii. le compensazioni complessivamente riconosciute nel medesimo bimestre ai sensi del TIBEG (comma 73.2 RTDG);
 - qualora la differenza di cui al comma 73.2 risulti negativa, la CSEA, entro 90 (novanta) giorni dal termine del bimestre, liquida tale importo a favore dell'impresa distributtrice (comma 73.3 RTDG).
- 10.5 Con la deliberazione 462/2022/R/COM l'Autorità, ha, tra l'altro, ridotto l'intervallo temporale tra l'esazione del gettito delle componenti aggiuntive del servizio di trasporto del gas naturale e il corrispondente versamento a CSEA, prevedendo che il gettito di tali componenti sia versato, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la relativa fatturazione, a decorrere dall'1 gennaio 2023.
- 10.6 L'Autorità ritiene che le motivazioni che hanno indotto a prevedere la modifica dell'esazione delle componenti aggiuntive del trasporto rilevino anche con riferimento all'esazione delle componenti tariffarie delle tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione del gas di cui al comma 42.3, lettere da c) a h), della RTDG.
- 10.7 Conseguentemente la suddetta deliberazione 462/2022/R/GAS, ha previsto che, nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo della RTDG avviato con la deliberazione 406/2022/R/GAS, sia valutata la modifica delle disposizioni dell'articolo 73 della RTDG, relative all'esazione delle componenti GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃, a decorrere dall'1 gennaio 2023, in analogia con quanto prospettato nel documento per la consultazione 213/2022/R/GAS per le componenti aggiuntive di trasporto.
- 10.8 In materia di oneri generali, giova infine evidenziare che, con la deliberazione 541/2022/R/GAS, sono state assunte le disposizioni necessarie all'attuazione,

dall'1 gennaio 2023, del meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di gas naturale (c.d. gasivore) disciplinato dal decreto 21 dicembre 2021.

- 10.9 A tale fine, la suddetta deliberazione 541/2022/R/GAS ha previsto che per le imprese gasivore le componenti tariffarie *RE* e *RET* sono applicate in maniera differenziata per le varie classi di agevolazione previste dall'articolo 4 del decreto 21 dicembre 2021, nonché per i consumi di gas naturale di cui all'articolo 7 del medesimo decreto.
- 10.10 A tal proposito, sarà necessario modificare la RTDG (e la RTTG) per introdurre l'applicazione in maniera differenziata delle componenti *RE* e *RET*, nonché per introdurre tutte le relative sottocomponenti necessarie, ivi compresa la sottocomponente di cui al comma 2.6 dell'Allegato A alla deliberazione 541/2022/R/GAS, applicata agli utenti non gasivori (classe di agevolazione 0) al fine di coprire il gettito mancante in seguito alle agevolazioni per le imprese gasivore.

Revisione delle tempistiche di versamento/erogazione

- 10.11 Al fine di dare corso al mandato riportato nella deliberazione 462/2022/R/GAS, l'Autorità intende procedere a modificare, a decorrere dall'1 gennaio 2023, l'attuale formulazione dell'articolo 73 della RTDG come di seguito riportato:

“Articolo 73

Esazione delle componenti

- 73.1 Le imprese distributrici versano alla Cassa, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la relativa fatturazione, il gettito delle componenti *RE*, *RS*, *UG₁*, *UG₂* e *UG₃*.
- 73.2 Qualora il gettito della componente *UG₂* risulti negativo, la Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine del mese in cui è avvenuta la fatturazione, liquida tale importo a favore dell'impresa distributtrice.
- 73.3 Le imprese distributrici versano alla Cassa, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la relativa fatturazione, se positiva, la differenza tra:
- il gettito derivante dall'applicazione della componente *GS* di cui al comma 42.3, lettera c);
 - le compensazioni complessivamente riconosciute nel medesimo bimestre ai sensi del TIBEG.
- 73.4 Qualora la differenza di cui al comma 73.3 risulti negativa, la Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine del mese, liquida tale importo a favore dell'impresa distributtrice.”

Spunti per la consultazione

S13. Osservazioni in merito alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito delle componenti tariffarie GS, RE, RS, UG₁, UG₂ UG₃.

11. Modalità e tempistiche di pagamento delle fatture di distribuzione

Regolazione attuale in relazione a recenti disposizioni in tema di corrispettivi

- 11.1 Il Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (di seguito: CRDG), di cui all'Allegato 2 alla deliberazione 108/06, distingue tra due tipologie di fattura:
- a) fatture relative al servizio di distribuzione: redatte in relazione ai volumi di gas riconsegnati per ogni singolo pdr interessato dal servizio di distribuzione con riferimento al periodo di competenza ed emesse mensilmente per ogni impianto di distribuzione;
 - b) altre tipologie di fattura: trattasi di fatture associate a correzione di errori relativi alle fatture già emesse, fatture relative a interessi per ritardato pagamento, fatture relative ad altre voci (ad es. servizio di lettura, prestazioni opzionali), fatture relative alle prestazioni tecniche richieste per lavori e fatture relative alle prestazioni tecniche richieste presso i pdr.
- 11.2 Le fatture sono emesse dalle imprese di distribuzione su base mensile e gli utenti della distribuzione sono tenuti al loro pagamento entro trenta giorni dalla fine del mese di emissione della fattura; qualora tale termine ricada in un giorno festivo il termine è posticipato al primo giorno lavorativo successivo.
- 11.3 Il CRDG non specifica invece la disciplina che le imprese di distribuzione sono tenute ad applicare nei casi in cui le fatture emesse generino un importo della fattura negativo (c.d. Note di credito), ovvero genera un debito dell'impresa di distribuzione nei confronti dell'utente. Questa casistica si può, a titolo di esempio, realizzare nei casi in cui le fatture per gli ammontari relativi al bonus gas siano distinte dalle fatture di distribuzione oppure nel caso in cui le fatture di distribuzione stesse, incorporando componenti negative quali la UG₂, comportino che l'ammontare totale della fattura sia a favore dell'utente. Tale fattispecie ha assunto maggiore rilevanza a seguito dell'adozione della deliberazione 296/2022/R/GAS con cui l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela e con cui, in particolare, ha definito un nuovo valore negativo - in valore assoluto più elevato rispetto al trimestre precedente - per la componente UG_{2c}, tale da aumentare la frequenza dell'ammontare totale negativo della fattura.

- 11.4 In tali casi l'utente, in qualità di controparte commerciale, si trova nella situazione di riconoscere al cliente finale detta componente negativa senza avere la certezza della tempistica con la quale tale componente gli sia a sua volta riconosciuta dall'impresa di distribuzione.

Orientamento dell'Autorità: introduzione delle tempistiche di liquidazione degli eventuali saldi negative nelle fatture di distribuzione

- 11.5 È orientamento dell'Autorità, al fine di mitigare anche le criticità finanziarie degli utenti della distribuzione sopra rappresentate, integrare la disciplina del CRDG prevedendo che, nei casi in cui le note di credito abbiano una dimensione tale da comportare un importo totale della fattura di distribuzione negativo, l'impresa di distribuzione è tenuta alla liquidazione di tali importi entro la tipica scadenza di pagamento delle fatture di distribuzione disposta dal CRDG
- 11.6 L'Autorità intende quindi, a decorrere dall'1 gennaio 2023, integrare il paragrafo 12.4.4 del Capitolo 12 del CRDG aggiungendo il seguente ultimo paragrafo:
- “Nei casi in cui l'importo fatturato abbia valore negativo, ovvero sia in tutti quei casi in cui dalla fattura di distribuzione emerge un debito dell'Impresa di distribuzione nei confronti dell'Utente, è fatto obbligo alle Imprese di distribuzione di provvedere al pagamento nei termini previsti dal successivo paragrafo 12.4.5.”.

Spunti per la consultazione

- S14.** Osservazioni in merito alle tempistiche di liquidazione degli eventuali debiti delle imprese di distribuzione verso gli utenti del trasporto correlati a fatture di distribuzione recanti importo negativo.