



OSSERVAZIONI AL
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE
n. 571/2022/R/gas DEL 15 NOVEMBRE 2022

- VERSIONE PUBBLICABILE -

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

1. PREMESSA

Il presente documento reca le osservazioni al DCO 571/2022/R/gas in merito a “*Criteri per l’aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)*”, pubblicato dall’Autorità in data 15 novembre 2022.

Nel seguito, dopo alcune considerazioni di carattere generale, vengono riportate le risposte di Italgas ai quesiti posti dall’Autorità nell’ambito del documento di consultazione.

2. CONSIDERAZIONI GENERALI

Si riporta di seguito una breve sintesi delle posizioni espresse nelle risposte puntuali ai quesiti posti in consultazione.

- **Relativamente all’aggiornamento delle componenti relative ai costi operativi nel secondo semiperiodo:** *[omissis]*
- **Relativamente alla conferma, per il triennio 2023-2025, dei livelli di x-factor attualmente previsti per il servizio di misura:** non si ritiene sufficiente soltanto confermare, anche per il sottoperiodo 2023-2025, un *x-factor* per l’attività di misura pari a 0% ma risulta necessario anche adeguare al rialzo i livelli di costo operativo dei servizi di misura dal momento che, utilizzando i medesimi parametri di inflazione indicati nella Delibera 570/2019, il costo obiettivo al 2025 dovrebbe corrispondere a un valore cumulato per le componenti *t(ins)* e *t(rac)* di 9,18 €/pdr richiedendo un adeguamento (*uplift*) dei costi operativi riconosciuti a partire da gennaio 2023 di circa 1,4 €/pdr.
- **Relativamente ai livelli di costi *standard* previsti per le installazioni di *smart meter* effettuate a partire dall’anno 2023:** al fine di attendere che la dinamica inflattiva si attesti su livelli di normalità, si propone di mantenere i livelli di costo *standard* attualmente previsti nella Tabella 10 della RTDG 2020-2025, aggiornandoli per l’inflazione rilevata, dal momento che i costi incrementali sostenuti dalle aziende distributrici successivamente all’orizzonte del periodo considerato da ARERA (2018-

2020), non hanno potuto trovare riflesso nei valori di costo *standard* proposti dall'Autorità.

- **Relativamente alla differenziazione dei costi *standard* per gli *smart meter* dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive *smart meter*:** si accoglie positivamente la proposta dell'Autorità e si riportano nella risposta allo spunto S4 a titolo esemplificativo ma non esaustivo, funzionalità/caratteristiche meritevoli di detta differenziazione.
- **Relativamente alle modalità di individuazione dei territori a rischio sismico e proposte per riferimenti alternativi:** si condivide la previsione di un incremento del costo *standard* in corrispondenza di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici e si ritiene opportuno estendere tale previsione a tutto il territorio nazionale.
- **Relativamente all'ipotesi di riconoscere il valore residuo per i soli misuratori messi in servizio negli anni dal 2012 al 2016 e nella misura massima pari al costo *standard* relativo all'anno 2012:** si valuta positivamente l'intento dell'Autorità di riconoscere il valore residuo degli *smart meter* installati nella prima fase del *roll out*; tuttavia, non si condivide la proposta di limitare il riconoscimento ai soli *smart meter* messi in servizio dal 2012 al 2016. Si ritiene opportuno che il riconoscimento del valore residuo non ammortizzato avvenga a prescindere dall'anno di installazione e rimozione degli *smart meter* G4 e G6; analoghe considerazioni, infine, sono da effettuarsi per i gruppi di misura di calibro maggiore al G6. Inoltre, la minusvalenza dovrebbe inoltre essere determinata in coerenza con quanto riconosciuto in RAB dalla regolazione vigente al momento dell'investimento al fine di non generare minusvalenze rispetto a quanto presente in RAB.
- **Relativamente alle modalità di riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura elettronici di classe \leq G6, entrati in esercizio negli anni 2012-2016:** si ritiene che l'intervento vada esteso anche ai misuratori di classe G10, G16 e G25 dal momento che erano già disponibili sul mercato in versione *smart* e non integrata e che sono stati oggetto di obblighi di sostituzione da parte delle Direttive 631/2013/R/gas e ss.mm.ii.

- **Relativamente al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori per il triennio 2023-2025:** si rileva che, per il 2023, pur con il passaggio ad un riconoscimento parametrico, ci si sarebbe comunque atteso un livello di costo riconosciuto in linea con l'obiettivo che era già stato dichiarato per l'anno 2023 (*pari a 2,74 euro/pdr*) e non una così marcata riduzione a "scalino" priva di *décalage*. In ogni caso, si auspica che l'Autorità garantisca comunque il riconoscimento puntuale, come oggi previsto, degli investimenti centralizzati nei sistemi di telelettura e telegestione realizzati dagli operatori fino all'implementazione della nuova componente che dovrebbe pertanto remunerare parametricamente gli investimenti sostenuti a partire dall'anno 2023.
- **Relativamente al riconoscimento dei costi per le letture di *switch* per il triennio 2023-2025:** la proposta contenuta nel presente DCO risulta essere irragionevole in termini economici rispetto alla situazione attuale e prospettica ed è opportuno che si proceda almeno ad una graduale riduzione che permetta agli operatori della distribuzione di raggiungere un tasso di affidabilità tale da ridurre l'onerosità della raccolta della lettura di *switch*.
- **Relativamente al valore dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17:** si condivide la proposta dell'Autorità di mantenere, in continuità con il primo semiperiodo, un meccanismo di acconto/conguaglio con riferimento agli anni 2023-2025. Al riguardo si auspica che, in esito alla presente consultazione, l'Autorità proceda quanto prima alla definizione e al riconoscimento dei conguagli spettanti a ciascun operatore per gli anni dal 2018 al 2022.
- **Relativamente alle modalità applicative delle disposizioni di cui all'articolo 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022:** si ritiene che l'attuale previsione regolatoria introdotta *ad hoc* per garantire una (*più ampia*) socializzazione dei costi per la metanizzazione della Sardegna (*componente tariffaria CE*), sia sicuramente un primo passo in questa direzione (*in linea con gli orientamenti del legislatore*), ma è comunque limitante sotto il profilo temporale e non recepisce integralmente il meccanismo ordinariamente applicato nel resto del continente dall'Autorità. Essendo la misura di socializzazione confinata al triennio 2023-2025 e non essendo allo stato

prevista un'estensione per ulteriori due anni (*come peraltro previsto dal DPCM*), l'effetto è infatti quello di esporre totalmente i consumatori sardi, dal 2026, all'assenza di tutele circa il prezzo da corrispondere per la tariffa di distribuzione, la quale sarebbe totalmente esposta alle oscillazioni di domanda e agli investimenti, in larga misura, di natura fissa derivanti dal processo di metanizzazione. Sussistono quindi evidenti motivi per auspicare, a partire dal successivo periodo regolatorio (*dal 2026 in poi*), l'inserimento della Regione Sardegna entro l'ambito tariffario meridionale (*o in uno degli ambiti tariffari esistenti*), ritenendo comunque ragionevole che il regolatore contempli la possibilità di introdurre un unico ambito tariffario nazionale al pari di quanto avviene nel settore elettrico. Si coglie infine l'occasione per sottolineare, più in generale, come il peculiare quadro regolatorio applicabile alla Regione Sardegna necessiti di un intervento mirato dell'Autorità che, da un lato, riconduca l'ambito della distribuzione gas a quanto previsto dal Decreto Letta (*e dunque alla sola attività di distribuzione*) e che, dall'altro lato, in continuità con le analisi costi-benefici di RSE, trasferisca nell'ambito del trasporto regionale regolato tutte le attività a monte della distribuzione che consentono, in assenza dell'infrastruttura fisica di trasporto, l'approdo della materia prima alle diverse reti di distribuzione.

- **Relativamente alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito delle componenti tariffarie c.d. *pass through* e alle tempistiche di liquidazione degli eventuali debiti delle imprese di distribuzione verso gli utenti del trasporto correlati a fatture di distribuzione recanti importo negativo:** la proposta per cui l'erogazione da parte di CSEA alle imprese di distribuzione avvenga entro la fine del secondo mese successivo a quello di fatturazione, non si ritiene compatibile con le tempistiche ipotizzate per il pagamento delle imprese di distribuzione alle SdV delle fatture negative, che avverrebbe un mese prima. Si osserva che in tal modo le "criticità finanziarie" alla base dell'intervento delineato nel DCO sui tempi di pagamento delle fatture si trasferirebbero *in toto* sulle imprese di distribuzione. Si ritiene pertanto necessario che, almeno fino a quando non si ristabiliranno le normali condizioni di funzionamento del sistema, le tempistiche di erogazione da parte di CSEA e di pagamento da parte delle imprese di distribuzione coincidano.

RISPOSTE PUNTUALI AI QUESITI DELL'AUTORITÀ***S1. Osservazioni in merito alla conferma delle modalità di trattamento e aggiornamento delle componenti relative ai costi operativi nel secondo semiperiodo.***

In termini generali, si condivide la scelta di confermare le attuali modalità di trattamento e aggiornamento dei costi operativi.

Al contempo, non si ritiene condivisibile l'introduzione di eventuali modalità alternative di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese in quanto imporrebbe sui distributori un rischio derivante da una variabile esogena e quindi non soggetta al controllo dell'operatore infrastrutturale che dovrebbe presupporre una revisione generale dei criteri di regolazione, ed in particolare della stima del parametro di rischio specifico (β^{asset}).

[omissis]

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

Come noto, la regolazione vigente prevede che, alla fine del periodo regolatorio, parte delle maggiori efficienze conseguite durante il periodo regolatorio venga immediatamente trasferita agli utenti e che la parte rimanente delle maggiori efficienze venga trasferita progressivamente agli utenti nel corso del successivo periodo regolatorio attraverso l'*x-factor*. Tale meccanismo, per far sì che non contrasti con principi di ragionevolezza e di *cost reflectivity*, dovrebbe essere simmetrico ovvero, nel caso di efficienze non conseguite nel periodo regolatorio precedente, il livello di costo obiettivo al 2025 dovrebbe corrispondere al costo operativo medio unitario effettivo relativo all'anno 2018, aggiornato per l'inflazione al 2025.

Per la funzione installazione e manutenzione dei misuratori $t(ins)$ e per la funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure $t(rac)$, come dichiarato dalla stessa ARERA nella Delibera 570/2019, l'*x-factor* per il quinto periodo di regolazione è stato posto pari a 0% dal momento che il costo effettivo alla fine del periodo regolatorio è risultato superiore al costo riconosciuto nel medesimo anno.

Per quanto sopra richiamato, si ritiene che in sede di revisione *infra*-periodo il livello dei costi operativi riconosciuti per i servizi di misura debba essere incrementato in modo da consentire di ottenere, al termine del quinto periodo di regolazione, dei costi riconosciuti corrispondenti a quelli effettivi del 2018 in termini reali (*si ricorda che il COE 2018 era pari a 4,46 €/pdr per l'installazione e 3,90 €/pdr per la raccolta*).

Utilizzando i medesimi parametri di inflazione indicati nella Delibera 570/2019, il costo obiettivo al 2025 dovrebbe corrispondere a un valore cumulato per le componenti $t(ins)$ e $t(rac)$ di 9,18 €/pdr richiedendo un adeguamento (*uplift*) dei costi operativi riconosciuti a partire da gennaio 2023 di circa 1,4 €/pdr.

A ciò si aggiunge il fatto che le ipotesi di inflazione assunte alla base della Delibera 570/2019, pari a 1,5% dal 2021, sono risultate abbondantemente sottostimate in tale periodo storico per cui anche il valore di 1,4 €/pdr risulterebbe sottostimato.

Alla luce di quanto soprarichiamato, pertanto, non si ritiene sufficiente soltanto confermare, anche per il sottoperiodo 2023-2025, un *x-factor* per l'attività di misura pari a 0% ma risulta necessario anche adeguare al rialzo i livelli di costo operativo dei servizi di misura nei termini sopra indicati.

Infine, si fa presente che la Delibera 269/2022/R/gas, impugnata da Italgas perché ritenuta non legittima sotto diversi profili, ha peraltro stabilito *performance* di misura sugli *smart meter* di gran lunga superiori a quelle attualmente richieste ai distributori. Per tale effetto, in disparte l'esito del ricorso pendente, è assolutamente ragionevole ritenere che, quantomeno nella prima parte del triennio, potrebbe verificarsi un rialzo dei costi associati al servizio di misura, come effetto, da un lato, del maggior numero di teleletture da eseguire e, dall'altro, del maggior numero di letture "*in campo*" nei casi di guasti/malfunzionamenti dello *smart meter*, la cui assenza determinerebbe notevoli indennizzi in favore del cliente finale previsti dalle disposizioni introdotte dalla richiamata Delibera 269/2022/R/gas.

<i>S3. Osservazioni in merito ai livelli di costi standard previsti per le installazioni di smart meter effettuate a partire dall'anno 2023.</i>

Si sottolinea, *in primis*, che la base di dati presa a riferimento dall'Autorità per effettuare le analisi e le proposte contenute nel presente DCO considera gli investimenti fino 2020 e

pertanto non risulta idonea a riflettere gli incrementi di costo dei misuratori avvenuto a partire dal 2021 e legato alle difficoltà di reperimento degli strumenti e all'aumento dei prezzi delle materie prime (*soprattutto quelle legate alla componentistica elettronica*).

Pertanto, i costi incrementali sostenuti dalle aziende distributrici successivamente all'orizzonte del periodo considerato da ARERA (2018-2020), non hanno potuto trovare riflesso nei valori di costo *standard* proposti dall'Autorità.

Ne consegue che fissare i livelli di costo *standard* con decorrenza dal 2023 addirittura al di sotto dei valori precedentemente definiti (*come indicati nella Tabella 10 della RTDG 2020-2025*) appare assolutamente irragionevole. Più opportunamente, al fine di attendere che la dinamica inflattiva si attesti su livelli di normalità, si propone di mantenere i livelli di costo *standard* attualmente previsti, aggiornandoli per l'inflazione rilevata.

Un altro effetto che, parimenti, non sembra essere stato considerato ai fini della valorizzazione del costo standard degli *smart meter* è quello relativo ad un innalzamento dei costi di installazione e messa in servizio, essenzialmente dovuto al fatto che tali attività non vengono più svolte in maniera "intensiva" (*come avveniva sotto l'impulso dei piani di roll out*) e quindi non beneficiano più delle relative economie di scala. Andando avanti con il tempo, gli interventi di sostituzione saranno infatti sempre più specifici e localizzati sul territorio, determinando inevitabilmente un aumento del costo medio unitario per intervento, e ciò per ragioni che, come ragionevole intuire, esulano dalla volontà/responsabilità del distributore.

Infine, con riferimento ai misuratori maggiori di G6 non si comprende come vengano proposti dei *range* di costo *standard* con una riduzione maggiore del 10% rispetto al costo sostenuto dagli operatori (*rif. Tabella 9 e Tabella 10 del DCO*).

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.

In termini generali si ritiene utile coinvolgere non solo gli operatori della distribuzione, ma anche gli organismi tecnici (ad esempio il CIG), nonché le imprese produttrici dei contatori in modo da definire funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive

smart meter che garantiscano l'interoperabilità e la replicabilità e che siano potenzialmente disattivabili.

Fatto salvo quanto sopra, si ritiene condivisibile prevedere un costo *standard* superiore per gli *smart meter* che siano dotati di funzionalità aggiuntive rispetto a quelle minime previste dalla Direttive *smart meter*. A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, si riportano funzionalità/caratteristiche meritevoli di detta differenziazione:

- Sostenibilità, quali ad esempio la dichiarazione ambientale di prodotto;
- Telecomunicazione: presenza di eSim o iSIM;
- Sicurezza: dotazione di sensoristica sismica, di temperatura/incendi, etc.;
- *Security*: funzionalità antieffrazione;
- *Green gas* e transizione energetica: capacità di funzionare correttamente anche in caso di miscele di gas diversi.

S5. Osservazioni in merito alle modalità di individuazione dei territori a rischio sismico e proposte per riferimenti alternativi.

Con specifico riferimento al maggiore costo *standard* in corrispondenza di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici, si ritiene opportuno estendere l'applicazione a tutto il territorio nazionale. Ciò in relazione al fatto che:

1. l'intero Paese è da considerarsi a rischio sismico (non esistono zone a probabilità nulla);
2. le Regioni hanno facoltà di classificare/modificare il loro territorio;
3. l'installazione di *smart meter* diversi a seconda di un territorio (*peraltro mutabile – vedi punto 2*) comporterebbe non poche difficoltà in termini di organizzazione e logistica degli *smart meter*, nonché in termini di gestione dai remoto tramite sistemi informatici differenziati.

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.

Si accoglie positivamente l'intento dell'Autorità di riconoscere il valore residuo degli *smart meter* installati nella prima fase del *roll out*; mentre non si condivide la proposta di limitare il riconoscimento ai soli *smart meter* messi in servizio dal 2012 al 2016 nonché l'affermazione di ARERA riportata nel DCO 571/2022 per cui *“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%”*.

In primis occorre precisare che è necessario ragionare in termini di anno di insorgenza del guasto in riferimento alla data di installazione dello *smart meter*; infatti, fissare la data del 31.12.2020 e confrontare a tale data i tassi di guasto (*o le sostituzioni effettuate*) degli *smart meter* installati negli anni 2012-2016 e 2017-2020 sottostima i tassi di guasto di questi ultimi.

Se ragioniamo quindi in riferimento ai guasti insorti a X anni dall'installazione dello *smart meter*, ancorché in diminuzione, i tassi di guasto sono ben superiori ai valori ritenuti fisiologici/ragionevoli e ciò, come noto, è imputabile essenzialmente a 3 fattori: ciclo di vita di prodotto non ancora nella sua fase di maturità, scarica prematura delle batterie e qualità del servizio di telecomunicazione, già oggi riscontrato in fase di decadimento (*e con le considerazioni afferenti al phase out delle tecnologie 2G e 3G*).

[omissis]

Con riferimento alle modalità di riconoscimento del valore residuo, non si condivide la proposta di riconoscere il valore residuo non ammortizzato fino a concorrenza del costo standard previsto con riferimento all'anno 2012.

In primo luogo, si ricorda che gli investimenti relativi ai gruppi di misura di classe G4-G6 effettuati fino all'anno 2015, venivano valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo *standard* relativo all'anno 2012, proprio per tenere conto, nella prima fase di *roll out*, del fatto che non ci fosse sufficiente disponibilità sul mercato e mancanza di evidenze oggettive per la definizione dei costi *standard* dei gruppi di misura di classe G4-G6.

La minusvalenza dovrebbe essere determinata in coerenza con quanto riconosciuto in RAB dalla regolazione vigente al momento dell'investimento ovvero dovrebbe basarsi su una media ponderata tra costo *standard* e costo effettivamente sostenuto (*fatta eccezione per i gruppi di misura di classe G4-G6 fino al 2015 come sopra richiamato*) al fine di non generare minusvalenze rispetto a quanto presente in RAB.

Inoltre, qualora l'Autorità decidesse comunque di riconoscere le minusvalenze fino al costo *standard* riferito all'anno 2012, si ritiene che quest'ultimo debba essere opportunamente rivalutato per essere espresso almeno ai prezzi relativi all'anno di installazione.

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

In primo luogo, non si condivide l'ipotesi di limitare il riconoscimento del valore residuo ai soli gruppi di misura elettronici di classe \leq G6.

Le Direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas caratterizzati dai requisiti funzionali minimi (*Direttive 631/2013/R/gas e ss.mm.ii.*) hanno previsto obblighi di installazione e messa in servizio dei gruppi di misura differenziati per tempistiche e calibro ma, in ogni caso, estesi anche a misuratori elettronici di classe $>$ G6.

Pertanto, il riconoscimento delle minusvalenze dovrebbe essere previsto anche per i gruppi di misura uguali a G10, G16 e G25 per i quali le *Direttive* hanno previsto le seguenti tempistiche e che erano già disponibili sul mercato in versione *smart* e non integrata:

- Per i punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G25 e G16: il 100% doveva essere in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- Per i punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G10: il 100% doveva essere in servizio entro il 31 dicembre 2018.

Limitare il riconoscimento ad un solo sottoinsieme di classe di misuratori, in assenza di giustificati motivi, esporrebbe il provvedimento ad irragionevolezza per via della ingiustificata discriminazione che verrebbe posta in essere.

Risulta, infine, condivisibile l'ipotesi di prevedere un trattamento equivalente rispetto a quello adottato per il riconoscimento degli ammortamenti residui dei contatori tradizionali sostituiti con misuratori elettronici ex *Direttive smart meter*.

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

In relazione al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione per il triennio 2023-2025, la proposta dell'Autorità di introdurre una componente parametrica pari a 1,30 €/pdr_{smart} si ritiene debba essere approfondita per le seguenti ragioni.

Con la Delibera 904/2017/R/GAS, l'Autorità, ai fini dell'individuazione del tetto massimo al riconoscimento dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione, ha accolto le richieste di introduzione di forme di gradualità emerse in fase di consultazione. Ha pertanto previsto una progressiva riduzione del livello del tetto fissato per il 2017, pari a 5,74 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno *smart meter*, con l'obiettivo di recuperare in sei anni (*cioè al 2023*) il *gap* esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, fissati pari a 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con uno *smart meter* in servizio sulla base delle analisi di efficienza illustrate nel DCO 759/2017/R/GAS, e quindi ad un livello ben più alto rispetto al valore proposto nel presente DCO.

Si ricorda che nel corso degli anni sono stati posti, in capo ai distributori, dei livelli di *SLA* sempre più stringenti che hanno determinato la necessità di implementare/adattare progressivamente le loro strutture di comunicazione al fine di riuscire a raggiungere i livelli prestazionali richiesti, fino alla pubblicazione della Delibera 269/2022/R/gas che ha determinato la necessità di sostenere maggiori investimenti necessari a rispondere agli ultimi requisiti previsti.

I distributori hanno quindi operato per massimizzare le prestazioni di servizio, avendo a riferimento il tetto massimo al riconoscimento sopra ricordato, dal momento che non era mai stata prefigurata una così drastica riduzione. Quindi per il 2023, pur con il passaggio ad un riconoscimento parametrico, ci si sarebbe comunque atteso un livello di costo riconosciuto in linea con l'obiettivo che era già stato dichiarato per l'anno 2023 e non una così marcata riduzione a "*scalino*" priva di *décalage*.

Non risulta inoltre del tutto comprensibile il criterio con cui l'Autorità abbia riparametrato il valore della quota di costi di telelettura e telegestione riconosciuti nella componente $t(rac)$, passando dall'attuale 0,53 alla stima di 0,68 €/pdr_{smart}.

Infine, si ritiene opportuno che l'Autorità garantisca comunque il riconoscimento puntuale, come oggi previsto, degli investimenti centralizzati nei sistemi di telelettura e telegestione realizzati dagli operatori fino all'implementazione della nuova componente che dovrebbe pertanto remunerare parametricamente gli investimenti sostenuti a partire dall'anno 2023.

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

La prospettata riduzione del costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch* (SW) e soprattutto la mancata gradualità della riduzione stessa, non tiene adeguatamente conto delle numerose criticità che gli operatori della distribuzione nel settore del gas naturale hanno riscontrato nella lettura.

È possibile distinguere due importanti filoni:

- 1) Il primo relativo alla numerosità, ancora elevata, dei contatori cosiddetti “*tradizionali*” che rappresentano di fatto lo zoccolo duro da sostituire e la cui sostituzione, per i motivi noti al regolatore, risulta un'impresa molto ardua;
- 2) Il secondo relativo, invece, all'insuccesso fisiologico (*reale*) legato alla lettura degli *smart meter*, che impone ancora l'intervento sul campo per la raccolta della misura in una percentuale non trascurabile di contatori elettronici, in occasione del cambio fornitore.

Andando in ordine, considerato che permangono numerosi motivi (*non ultimo il fatto che gli obblighi di installazione di smart meter non impongono la sostituzione del 100% del parco misuratori*) che portano ad avere ancora contatori tradizionali, si sottolinea che per tali misuratori continua ad essere richiesto un intervento in campo per poter raccogliere la lettura di SW e quindi il conseguente sostenimento di un costo “*extra*” rispetto a quello che si avrebbe nel caso di telelettura.

Peraltro, si intende porre l'attenzione sull'efficacia dell'intervento in campo nel caso di misuratori la cui accessibilità non è garantita: in tali casi, il distributore sicuramente sostiene il costo per l'intervento in campo pur non ottenendo l'*output* desiderato (*la lettura effettiva*).

[omissis]

Per i motivi soprarichiamati accade che il distributore debba effettuare un intervento in campo per poter recuperare il dato di lettura effettivo, sostenendone i relativi costi di uscita, senza alcuna certezza circa il positivo esito del tentativo di raccolta della misura.

Per tali ragioni, stante anche i dati trasmessi a livello inter-associativo (*con nota Assogas-Proxigas-Utilitalia del 26/07/2022*) e la documentazione *Proxigas* trasmessa nell'ambito del procedimento che ha condotto all'approvazione della Delibera 269/2021/R/gas, la proposta fatta con il presente DCO risulta essere irragionevole in termini economici rispetto alla situazione attuale e prospettica ed è opportuno che si proceda almeno ad una graduale riduzione che permetta agli operatori della Distribuzione di raggiungere un tasso di affidabilità tale da ridurre l'onerosità della raccolta della lettura di SW.

Come già espresso in risposta al DCO 410/2019, appare quindi difficile pensare che il costo si azzeri in futuro anche con l'utilizzo della nuova tecnologia, in quanto sono comunque richieste attività di *back-office*. Pertanto, per i motivi sovra esposti si propone di mantenere l'attuale riconoscimento dei costi per le letture di *switch* per il triennio 2023-2025 (pari a 5 euro) per i misuratori tradizionali e di prevedere un riconoscimento dei costi con un eventuale graduale andamento decrescente nel tempo (c.d. *décalage*) tendente al valore di 2,5 €/Pdr per i misuratori *smart*.

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

Ai fini del riconoscimento degli *extra*-costi connessi alle verifiche periodiche ex Decreto 93/2017 si condivide la proposta dell'Autorità di mantenere, in continuità con il primo semiperiodo, un meccanismo di acconto/conguaglio con riferimento agli anni 2023-2025.

Al riguardo, considerato che per gli anni tariffe 2018 e 2019 non sono stati ancora regolati gli importi relativi ai costi sostenuti dai distributori e che, per il primo semi-periodo del corrente periodo di regolazione 2020-2022, non risulta ancora attivata la procedura ai sensi

dell'articolo 17 della *RTDG* che prevede, tra le altre cose, la pubblicazione di una Determina *DIEU* contenente la definizione e le modalità di trasmissione della documentazione giustificativa dei costi sostenuti si auspica che, in esito alla presente consultazione, l'Autorità proceda quanto prima alla definizione e al riconoscimento dei conguagli spettanti a ciascun operatore.

S12. Osservazioni in merito alle modalità applicative delle disposizioni di cui all'articolo 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022.

In relazione alle misure in materia di tariffe delle reti di distribuzione ubicate in Sardegna (*in applicazione delle disposizioni del DPCM 29 marzo 2022*), si condivide in linea di principio l'intenzione dell'Autorità di confermare, per il triennio 2023-2025, l'applicazione di una specifica componente tariffaria *CE* della tariffa obbligatoria, espressa in *euro/pdr*, ai punti di riconsegna serviti, prevedendo che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione gestiti dalla *CSEA*.

Tuttavia, in un discorso più ampio, si sottolinea come il quadro regolatorio-tariffario applicabile alla Regione non possa derogare dal consolidato meccanismo dei mercati regolati, in tema di copertura dei costi, a cui è applicato il principio della più ampia socializzazione, e ciò nell'ottica di non causare seri problemi di sostenibilità tariffaria in capo ai (*sol/i*) consumatori sardi.

L'applicazione del meccanismo tariffario perequativo, oggi in vigore su tutto il restante territorio nazionale, permetterebbe di distribuire uniformemente, e quindi in misura del tutto sostenibile sull'intera platea di consumatori, i costi della metanizzazione dell'Isola (*anche in linea con quanto applicato, peraltro, al processo di metanizzazione del Mezzogiorno attraverso il ricorso alla fiscalità generale*). Esclusivamente in questa maniera potrebbero essere garantiti appieno i diritti di tutti i clienti finali sardi.

Pertanto, l'attuale previsione regolatoria introdotta *ad hoc* per garantire una (*più ampia*) socializzazione dei costi per la metanizzazione dell'isola (*componente tariffaria CE*), è sicuramente un primo passo in questa direzione (*in linea con gli orientamenti del legislatore*), ma è comunque limitante sotto il profilo temporale e non recepisce integralmente il meccanismo ordinariamente applicato nel resto del continente dall'Autorità.

Essendo la misura di socializzazione confinata al triennio 2023-2025 e non essendo allo stato prevista un'estensione per ulteriori due anni (*come peraltro previsto dal DPCM*), l'effetto è infatti quello di esporre totalmente i consumatori sardi, dal 2026, all'assenza di tutele circa il prezzo da corrispondere per la tariffa di distribuzione, la quale sarebbe totalmente esposta alle oscillazioni di domanda e agli investimenti, in larga misura, di natura fissa derivanti dal processo di metanizzazione. In generale, l'architettura tariffaria per ambiti territoriali sovraregionali è stata istituita proprio per garantire in maniera stabile e continuativa il corretto livello di socializzazione dei costi sostenuti nelle diverse località (*volendo, ancor più se in fase di metanizzazione*), così da bilanciare, in maniera sostenibile per i clienti finali, gli investimenti che si rendono necessari per consentire l'approdo del servizio pubblico di distribuzione anche nelle aree non ancora pienamente metanizzate, senza il rischio di incorrere in notevoli e, come nel caso specifico, improvvisi rialzi tariffari.

Sussistono quindi evidenti motivi per auspicare, a partire dal successivo periodo regolatorio (*dal 2026 in poi*), l'inserimento della Regione Sardegna entro l'ambito tariffario meridionale (*o in uno degli ambiti tariffari esistenti*), ritenendo comunque ragionevole che il regolatore contempli la possibilità di introdurre un unico ambito tariffario nazionale al pari di quanto avviene nel settore elettrico.

Si coglie infine l'occasione per sottolineare, più in generale, come il peculiare quadro regolatorio applicabile alla Regione Sardegna necessiti di un intervento mirato dell'Autorità che, da un lato, riconduca l'ambito della distribuzione gas a quanto previsto dal Decreto Letta (*e dunque alla sola attività di distribuzione*) e che, dall'altro lato, in continuità con le analisi costi-benefici di RSE, trasferisca nell'ambito del trasporto regionale regolato tutte le attività a monte della distribuzione che consentono, in assenza dell'infrastruttura fisica di trasporto, l'approdo della materia prima alle diverse reti di distribuzione. Solo in presenza di un simile intervento, la volontà del decisore politico (*in termini di allineamento, a tutela del consumatore finale, tra il prezzo della materia prima in Sardegna e nel resto del continente*) potrà essere concretamente realizzata. Ciò ancor di più in forza della continua e potenziale evoluzione dello scenario energetico sardo, anche su spinta degli attuali contenziosi in essere di cui la Regione Sardegna si è fatta promotrice.

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

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.

Nell'attuale contesto, i temi relativi alla revisione delle tempistiche di versamento/erogazione delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema (*c.d. componenti pass through*) e delle tempistiche di pagamento delle fatture di distribuzione di valore negativo devono necessariamente essere valutati congiuntamente.

Infatti, attualmente, e ragionevolmente anche nel 2023 per un periodo ad oggi non definibile, l'incidenza delle componenti integrative negative della UG2 e del *Bonus Gas* (*a seguito dell'introduzione delle componenti aggiuntive e dell'ampliamento della platea dei beneficiari*) comporta per la stragrande maggioranza delle società di vendita (SdV) il generarsi di fatture a saldo negativo per importi complessivi ingentissimi (*dell'ordine delle centinaia di milioni di € nella fatturazione di novembre 2022 relativa alle competenze di ottobre*).

Conseguentemente, la proposta per cui l'erogazione da parte di CSEA alle imprese di distribuzione avvenga entro la fine del secondo mese successivo a quello di fatturazione, non si ritiene compatibile con le tempistiche ipotizzate per il pagamento delle imprese di distribuzione alle SdV delle fatture negative, che avverrebbe un mese prima. Si osserva che in tal modo le "*criticità finanziarie*" alla base dell'intervento delineato nel DCO sui tempi di pagamento delle fatture si trasferirebbero in *toto* sulle imprese di distribuzione.

Si ritiene pertanto necessario che, almeno fino a quando non si ristabiliranno le normali condizioni di funzionamento del sistema, le tempistiche di erogazione da parte di CSEA e di pagamento da parte delle imprese di distribuzione coincidano. In considerazione del fatto che le componenti responsabili dei saldi negativi devono essere riconosciute ai clienti finali si ritiene che le erogazioni debbano essere anticipate al mese successivo a quello di fatturazione, in continuità con quanto già previsto per i mesi di novembre e dicembre 2022 (*Circolare CSEA n. 47/2022/gas*).

In relazione alle proposte sulle tempistiche di pagamento delle fatture si osserva inoltre quanto segue.

Non è chiaro se la decorrenza prevista del 1° gennaio 2023 si debba intendere in riferimento alla data di emissione o alla data di scadenza delle fatture, cioè se la nuova tempistica andrebbe applicata alle fatture emesse in gennaio e quindi con scadenza febbraio o alle fatture con scadenza a gennaio (*fatture di dicembre 2022*).

La proposta fa esplicito riferimento alle fatture di distribuzione, come definite nel *CRDG*. Si ritiene debba essere contemplata la possibilità che sia corrisposto alle *SdV* il saldo delle posizioni del mese di fatturazione (*compensazione con fatture, anche di altro tipo, a debito delle SdV*).