

**DCO 629/2016/R/GAS**

***Criteria per l'aggiornamento infraperiodo per il  
triennio 2017-2019 della regolazione tariffaria  
dei servizi di distribuzione e misura del gas  
(RTDG)***

*Milano, 06 dicembre 2016*

## Premessa

Anigas presenta le proprie osservazioni al documento di consultazione 629/2016/R/GAS (di seguito DCO) con cui l'Autorità avanza i propri orientamenti in relazione all'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas a partire dal 1° gennaio 2017.

## OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

In merito all'aggiornamento dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione, si osserva che:

- il ritardo nell'avvio delle gare di affidamento del servizio per ambito territoriale (ATEM) non pare giustificare una revisione al rialzo degli obiettivi di recupero di produttività relativi ai costi operativi dell'attività di distribuzione, stabiliti all'inizio del periodo regolatorio il cui aggiornamento, nella misura delineata, non pare neppure coerente con le sensibili variazioni, non solo in diminuzione ma anche in aumento, riscontrate nel periodo di osservazione (2011-2015);
- l'opportunità di confermare gli obiettivi di recupero di produttività per l'attività di misura stabiliti per il primo triennio del periodo regolatorio trova ragione nel fatto che il processo di sviluppo dello *smart metering* è tuttora in corso ed è opportuno non depotenziare la spinta a proseguire in tale processo;
- per i costi riconosciuti relativi alla commercializzazione, alla luce di quanto da tempo segnalato dalle imprese, si ritiene più adeguata una ridefinizione in aumento del costo unitario riconosciuto, sulla base delle risultanze relative ai costi effettivi delle imprese nell'intero periodo di osservazione considerato (2011-2015).

Circa gli aspetti relativi allo *smart metering*, si evidenzia il linea generale che:

- un'eventuale revisione della componente  $\Delta CVER$  debba corrispondentemente prevedere anche l'analisi e l'introduzione di una copertura tariffaria per attività e costi emergenti, derivanti dalla gestione dei nuovi apparati, non limitati a quelli relativi alla loro verifica metrologica periodica;
- per la definizione delle componenti  $t_{(tel)}$  e  $t_{(con)}$ , i relativi costi medi unitari debbano essere analizzati e considerati distintamente, e non introducendo un'unica componente in euro per punto di riconsegna (PdR);
- i costi *standard* debbano essere ragionevolmente definiti in riferimento ai costi correnti e prospettici, alla luce di valori a consuntivo sin qui ancora poco significativi visti gli ancora ridotti volumi cui gli stessi si riferiscono.

Si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti per la consultazione.

## **1. Definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione**

### ***S.1 Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei target di recupero di produttività relativi ai costi operativi per la gestione infrastrutturale delle reti di distribuzione del gas naturale.***

Per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione (2017-2019), non si ritiene condivisibile l'intenzione dell'Autorità di rivedere i *target* di recupero di produttività relativi ai costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione al fine di anticipare l'orizzonte previsto per il riassorbimento dei maggiori recuperi conseguiti nel corso del terzo periodo di regolazione. I valori di *X-factor* per il periodo 2017-2019 non si ritiene possano essere superiori a quelli previsti dalla stessa Autorità per il primo triennio.

Non si condivide la metodologia di calcolo utilizzata per intercettare la percentuale di variazione dei costi operativi desunti dai dati *unbundling*, alla base del calcolo degli *X factor* proposti. Nella tabella 1 del DCO si evince come sia stato considerato il solo differenziale degli anni 2011 e 2015, senza intercettare le oscillazioni rilevate negli anni del periodo considerato (2011-2015); da un anno all'altro l'andamento delle variazioni dei costi effettivi non mostra infatti trend omogenei.

Un approccio più corretto sarebbe stato quello di utilizzare una media delle oscillazioni rilevate anno per anno.

Si osserva che il periodo 2017-2019 sarà interessato dallo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio a livello di ATEM e che, secondo la stessa Autorità, le prime gestioni per ATEM si avvieranno dalla seconda metà del 2017.

La vigente regolazione tariffaria prevede che il valore dell'*X-factor* venga posto pari a zero per i due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio nei casi di nuove gestioni ATEM, per tenere conto dei maggiori costi operativi derivanti dallo svolgimento delle gare, con un effetto ricadente nel quarto periodo di regolazione. Il fenomeno della disottimizzazione dei costi operativi potrebbe essere già stato sopportato dalle imprese di distribuzione, così come risulta dalle rilevazioni riportate nelle tabelle del DCO, in cui si osservano da un anno all'altro variazioni in diminuzione alternate a variazioni in aumento presumibilmente legate ad operazioni di M&A societarie; tale andamento discontinuo pone anche dei dubbi sulla significatività di una variazione dei costi operativi calcolata semplicemente rapportando i costi del 2015 a quelli del 2011.

Inoltre l'eventuale introduzione di valori crescenti di *X-factor* all'interno di un periodo regolatorio non sembrerebbe coerente con quanto a suo tempo definito dalla giustizia amministrativa che (rif. Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 2521 del 2 maggio 2012 e Consiglio di Stato, Sez. V, n. 3274 del 29 maggio 2006) ha riconosciuto il principio di recupero di produttività decrescente, in quanto "*costituisce fatto notorio la circostanza che i risparmi derivanti dal miglioramento di efficienza vanno diminuendo con gli anni*".

Infine si osserva che dall'anno 2001 la regolazione tariffaria definita dall'Autorità ha già richiesto alle imprese di distribuzione un importante sforzo di efficientamento dei costi operativi con un obiettivo di recupero di produttività medio di settore nei primi tre periodi di regolazione, pari a circa il 50% e che gli impatti economici che deriveranno dai profondi cambiamenti strutturali che interesseranno il settore nei prossimi anni sono oggi difficilmente prevedibili.

Considerazioni particolari devono essere fatte per il costo del lavoro che, tenuto conto del Decreto del Ministero del lavoro e delle politiche sociali del 21 aprile 2011 relativo alla tutela occupazionale, non potrà essere oggetto di azioni di efficientamento nell'ambito dei processi di aggregazione conseguenti alle gare.

Gli obblighi di assunzione del personale del gestore uscente determineranno per le imprese di distribuzione più efficienti una inevitabile disottimizzazione del costo del lavoro.

### ***S3. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di misura e commercializzazione per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione.***

In relazione alle ipotesi di revisione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di misura per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione si ritiene opportuno non modificare il *target* di recupero di produttività previsto per le attività di installazione e manutenzione dei gruppi di misura, nonché di quello previsto per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati (attualmente posti entrambi pari a zero).

Per quanto riguarda l'attività di misura, come riportato nelle osservazioni generali, occorre far riferimento ai costi operativi emergenti dal salto tecnologico che il settore si appresta ad affrontare con la massiccia installazione degli *smart meter* G4÷G6; per un dettaglio dei costi si rimanda al paragrafo successivo.

Pertanto, si ritiene che il *trend* in aumento dei costi effettivi per le attività di installazione e manutenzione e quello in diminuzione dei costi afferenti le attività di raccolta, validazione e registrazione rilevati dall'Autorità, debbano essere valutati attentamente alla luce dello sviluppo dello *smart metering*.

La progressiva sostituzione dei contatori tradizionali con quelli elettronici dovrebbe determinare una riduzione dei costi operativi precedentemente sostenuti dalle imprese di distribuzione e un contestuale incremento dei costi operativi legati al funzionamento dei nuovi apparecchi di misura.

Al riguardo si ritiene condivisibile l'intenzione dell'Autorità di effettuare approfondimenti in particolare sui costi prospettici che le imprese dovranno sostenere in relazione all'attuazione del crono programma di installazione dei misuratori elettronici G4÷G6 che oggi sono solo in minima parte presenti nei rendiconti annuali separati.

La gestione degli *smart meter* comporta oneri e attività non contemplati dall'attuale regolazione tariffaria, basata sostanzialmente sul riconoscimento dei costi operativi per la gestione dei contatori tradizionali che, a differenza degli *smart meter*, non necessitano, ad esempio, di interventi di sostituzione delle batterie, di attività di diagnostica né tantomeno di aggiornamenti *firmware*.

Considerato che attualmente l'Autorità riconosce un livello di base dei costi operativi di installazione e manutenzione, comune a tutti gli operatori, e un elemento aggiuntivo  $\Delta CVER$  a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti previsti dalle "Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas", si ritiene opportuno che venga valutata la possibilità di mantenere gli attuali valori unitari di  $t_{(ins)}$  e  $t_{(rac)}$  per il riconoscimento dei costi operativi afferenti ai contatori tradizionali introducendo contestualmente nuovi valori di  $t_{(ins)}$  e  $t_{(rac)}$  a copertura dei maggiori costi operativi afferenti agli *smart meter*.

Sulla base dell'esperienza finora maturata in ambito *smart metering* si prevede che nei prossimi anni saranno sostenuti costi operativi conseguenti allo svolgimento delle attività di seguito descritte.

Per gli *smart meter* di classe maggiore di G6, devono essere valutate le seguenti voci di spesa considerando, per il contatore una vita utile pari a 20 anni e pari a 15 anni per l'*add-on* e il contatore integrato:

1. verifica metrologica da parte degli Organismi di Ispezione (di seguito *Odl*) comprese le attività di rimozione e spedizione del contatore (ogni 8 anni sui contatori massivi e a ultrasuoni, oltre che ogni 10 anni su contatori a turbina e a pistoni rotanti);
2. verifica metrologica quadriennale da parte degli *Odl* sugli *add-on*;
3. verificazioni metrologiche *post-manutenzione* (es. riallineamento convertitore) da parte degli *Odl* sugli *add-on* (stima 2 volte in 15 anni);
4. sostituzione e smaltimento batterie al litio metallico ogni 4 anni (stima 3 volte nei 15 anni);
5. manutenzione/sorveglianza degli apparati e attività di diagnostica, con incidenza sicuramente più rilevante in una prima fase di avvio, ma che comunque sarà sempre necessaria in relazione alla nuova tipologia di apparati;
6. gestione allarmi/segnalazioni e aggiornamenti *firmware* e supporto clienti per le nuove funzionalità;
7. interventi in campo per ripristino corretto funzionamento a seguito allarmi/segnalazioni (stima 0,5 volte in 15 anni);
8. costi di comunicazione *GPRS* e gestione piattaforma telefonica;
9. costi di validazione e registrazione letture;

10. esecuzione di letture in campo degli *add-on* che non trasmettono la lettura a causa di mal funzionamento temporaneo o di assenza copertura telefonica (stima 12 volte all'anno per il 15% dei PdR).

Le voci di cui ai punti 1, 2 e 3 sono riconducibili alla componente  $\Delta CVER$ , quelle di cui ai punti 4, 5, 6 e 7 sono riconducibili alla componente a copertura dei costi di installazione e manutenzione, mentre le voci di cui ai punti 8, 9 e 10 sono riconducibili alla componente a copertura dei costi di raccolta, validazione e registrazione delle letture.

Per gli *smart meter* di classe G4÷G6, devono essere considerate le seguenti voci di spesa e considerando una vita utile pari a 15 anni:

1. sostituzione e smaltimento batterie al litio metallico ogni 8 anni per tutti gli *smart meter* (stima 1 volta nella vita utile);
2. sostituzione straordinaria e smaltimento batterie al litio metallico stimando un ulteriore 20% di *smart meter* per esaurimento anticipato (es. a causa di frequenti aggiornamenti *firmware*);
3. manutenzione/sorveglianza degli apparati e attività di diagnostica;
4. gestione allarmi/segnalazioni e aggiornamenti *firmware* degli *smart meter* e supporto clienti finali per le nuove funzionalità;
5. interventi in campo per ripristino corretto funzionamento *smart meter* a seguito allarmi/segnalazioni (stima 0,2 interventi in 15 anni);
6. gestione guasti del concentratore, interventi di sostituzione/riparazione (stima 1 intervento in 15 anni);
7. affitto annuale per sito concentratore compresa la fornitura di energia elettrica;
8. costi di comunicazione GPRS e gestione piattaforma telefonica;
9. costi di validazione e registrazione letture;
10. esecuzione letture in campo di *smart meter* che non trasmettono a causa di mal funzionamento temporaneo o di assenza copertura telefonica (stima 12 volte all'anno per il 15% dei PdR).

Le voci ai punti da 1 a 7 sono riconducibili alla componente a copertura dei costi operativi di installazione e manutenzione degli *smart meter* G4÷G6 le voci 6 e 7 sono afferenti gli *smart meter* con modalità di trasmissione punto multi punto - PMP, mentre le altre voci sono relative ai costi di raccolta, validazione e registrazione delle letture.

Come si evince dalle suddette voci di spesa, la gestione degli *smart meter* comporta oneri e attività non contemplati dall'attuale regolamentazione tariffaria, basata sostanzialmente sul riconoscimento dei costi operativi per la gestione dei contatori tradizionali che, a differenza degli *smart meter*, non necessitano, ad esempio, di interventi di sostituzione delle batterie, di attività di diagnostica né tantomeno di aggiornamenti *firmware*.

Anche in relazione alle ipotesi di revisione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di commercializzazione per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione si ritiene preferibile non modificare il target di recupero di produttività previsto (attualmente posto pari a zero) prevedendo un contestuale incremento del valore del costo unitario riconosciuto che intercetti gli incrementi di costo rilevati dall'Autorità nel DCO.

## **2.1 Revisione della componente $\Delta CVER$**

### ***S4. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della componente $\Delta CVER$***

In relazione alle ipotesi di revisione della componente  $\Delta CVER$  si ritiene che una sua eventuale riduzione debba necessariamente accompagnarsi ad un contestuale incremento dei costi riconosciuti per le attività di installazione e manutenzione nonché per le attività di raccolta, validazione e registrazione delle letture degli *smart meter*. In caso contrario, le imprese di distribuzione rischierebbero di non veder coperti i costi operativi che sono propri degli *smart meter*.

Considerato che la verifica metrologica, come previsto dalla legislazione vigente, non interessa solo l'*add-on* (deputata alla correzione dei dati di misura), ma anche la parte del dispositivo deputata alla misura (sia essa di tipo ultrasonico, massico o tradizionale meccanico) si segnala che tali costi vengono sostenuti con periodicità pluriennale e, quindi può verificarsi che, a seconda dell'anno di installazione dei gruppi di misura, risultino complessivamente più elevati in alcuni anni rispetto ad altri.

Si ritiene pertanto più opportuno fissare un valore annuo determinato distribuendo sull'intera vita utile del gruppo di misura tutti gli interventi previsti.

Considerato inoltre che attualmente l'Autorità riconosce un livello di base dei costi operativi di installazione e manutenzione, comune a tutti gli operatori, e un elemento aggiuntivo  $\Delta CVER$  a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti previsti dalle "Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas", si ritiene opportuno che venga valutata la possibilità di mantenere gli attuali valori unitari di  $t_{(ins)}$  e  $t_{(rac)}$  per il riconoscimento dei costi operativi afferenti i contatori tradizionali introducendo contestualmente nuovi valori di  $t_{(ins)}$  e  $t_{(rac)}$  a copertura dei maggiori costi operativi afferenti gli *smart meter*.

Alla luce di quanto sopra, ove l'Autorità, attivi una specifica raccolta dati presso tutti gli operatori della distribuzione gas ai fini dell'eventuale revisione della componente  $\Delta CVER$ , si ritiene indispensabile che attraverso tale raccolta vengano rilevati anche i dati riguardanti i nuovi costi emergenti relativi agli *smart meter*; questo al fine di accompagnare l'eventuale revisione della componente  $\Delta CVER$  all'aggiornamento e/o la diversa modulazione delle componenti  $t_{(ins)}$  e



$t_{(rac)}$ , come sopra ipotizzato, potrebbero essere differenziate tra contatori tradizionali e *smart meter*, o all'introduzione di componenti aggiuntive da affiancare alla stessa componente  $\Delta CVER$ , che oggi rappresenta di fatto per gli *smart meter* l'unica componente di costo operativo riconosciuto aggiuntiva rispetto a quelle relative ai contatori tradizionali.

In merito alla possibilità di valutare, per la copertura dei costi derivanti dalle verifiche metrologiche, in alternativa ad un valore annuo distribuito sulla vita dell'apparato (come con la componente  $\Delta CVER$ ), il riconoscimento di un costo *standard* per verifica applicato al numero effettivo di verifiche eseguite, eventuali ulteriori osservazioni potrebbero essere formulate solo ove fosse meglio chiarito l'approccio c.d. "ibrido" di cui si prefigura la valutazione nel DCO.

Non risulta infatti esplicitato a quali "valutazioni basate su criteri ingegneristici" si intenda far riferimento in combinazione ai dati consuntivi desumibili dai conti annuali separati, al fine di individuare un livello medio efficiente dei costi relativi alle predette verifiche.

### **3. Costo centralizzati dell'attività di misura - determinazione delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$ a copertura dei costi per il sistema di telelettura/telegestione e dei concentratori**

#### ***S5. Osservazioni sulle ipotesi di determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori.***

Non si condivide la proposta di accorpate in un'unica componente il riconoscimento dei costi di telelettura/telegestione e dei concentratori in quanto i secondi fanno riferimento a oneri sostenuti solamente per gli *smart meter* installati con la scelta tecnologica punto-multipunto.

In relazione alle ipotesi di determinazione delle componenti a copertura dei costi per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori si ritiene opportuno mantenere anche per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione il riconoscimento dei costi per gli investimenti sostenuti da ogni impresa distributrice sulla base del metodo del costo storico rivalutato anziché sulla base di valori medi parametrici.

Allo stesso modo non si ritiene condivisibile l'ipotesi dell'Autorità di introdurre un'unica componente, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura sia dei costi di telelettura/telegestione sia dei costi dei concentratori e facendo riferimento solo a dati di costo prospettici.

Considerato che le imprese di distribuzione hanno già effettuato rilevanti investimenti per lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori che si protrarranno anche nei prossimi anni e che l'Autorità intende comunque effettuare ulteriori verifiche e approfondimenti in relazione ai costi



previsti dichiarati dalle imprese anche tramite analisi di *benchmark*, si ritiene opportuno che, fino al termine del periodo di regolazione, venga previsto il mantenimento delle componenti  $t(tel)_t$  e  $t(con)_t$ , espresse in euro, con il loro aggiornamento annuale secondo la vigente regolazione tariffaria in funzione degli investimenti effettivamente realizzati dalle imprese.

Il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti si rende ancor più necessario tenuto conto che gli investimenti per lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori forniscono un significativo contributo alla modernizzazione del settore della distribuzione del gas.

Come osservato in più occasioni, si ritiene che i costi dei concentratori debbano essere più propriamente inclusi nel perimetro degli investimenti di località: il corto raggio di comunicazione tra misuratori e concentratori richiede, infatti, che questi ultimi siano associati ad ogni Comune e che il sistema formato da concentratori e misuratori sia considerato come parte integrante della rete di distribuzione cittadina. Tali costi, come già rilevato in altre occasioni, dovrebbero pertanto rientrare nel riconoscimento puntuale degli investimenti effettivamente realizzati dalle imprese sulle località e non nel perimetro delle immobilizzazioni centralizzate assicurando la compatibilità con la migrazione verso il nuovo assetto di settore in esito allo svolgimento delle gare per ambito.

In ogni caso, qualora l'Autorità intendesse comunque riconoscere tali costi di investimento su base parametrica, si ritiene che debbano essere previste due componenti distinte, una a copertura dei costi di telelettura/telegestione ed una a copertura dei costi dei concentratori e che tali componenti debbano essere opportunamente dimensionate al fine di garantire la remunerazione e l'ammortamento, non solo degli investimenti prospettici, ma anche di quelli già consuntivati dalle imprese di distribuzione nonché dei correlati costi operativi.

Infine, in relazione al *range* proposto dall'Autorità nel DCO, al fine di poter formulare eventuali osservazioni, occorre che venga chiarito a quali contatori debba essere applicata la componente proposta dall'Autorità.

In attesa dei chiarimenti di cui sopra, nel caso di costi riconosciuti su base parametrica, si osserva che facendo riferimento solamente a dati di costo prospettici a regime, il *range* di valori proposto nel DCO (2,30÷2,70 euro), ove applicato non a tutti PdR gestiti, ma solo ai PdR con *smart meter*, risulta sottostimato e non in grado di riflettere i reali costi sostenuti dalle aziende negli anni necessari per raggiungere la condizione di regime.

Come più sopra ribadito, non risulta peraltro chiaro come sarebbero riconosciuti gli ammortamenti residui e la relativa remunerazione degli investimenti effettuati negli anni antecedenti il 2016, visto che tali importi non paiono considerati nel calcolo delle spese unitarie riportate nella tabella 4 del DCO.

Non si condivide, in generale, la scelta di aver basato l'analisi dei dati esclusivamente sul periodo 2016-2020, escludendo pertanto i costi sostenuti negli anni 2015 e precedenti. Diverse imprese hanno infatti sostenuto rilevanti investimenti, anche prospettici in tale periodo e la loro esclusione non appare corretta in termini assoluti.

Al fine di garantire il pieno riconoscimento di tali investimenti, di cui è stata stabilita la copertura sulla base dei costi effettivamente sostenuti, andrebbe prevista un'ulteriore componente di riconoscimento. In alternativa si dovrebbero quanto meno considerare le spese medie unitarie degli anni antecedenti in aggiunta a quelle indicate in tabella 4.

In tal caso i costi di capitale dovrebbero tenere conto anche delle quote di ammortamento e remunerazione per gli investimenti effettuati fino al 2015 e non ancora percepite dalle imprese. Parrebbe infatti del tutto inaccettabile, oltre che in contrasto con quanto sin qui previsto dalla regolazione per gli investimenti in sistemi di telelettura/telegestione e in concentratori effettuati fino a tutto l'anno 2015, che questi venissero in qualche modo ad essere considerati coperti da componenti di entità complessiva come quella delineata nel DCO.

Anche alla luce del fatto che soltanto tra il 2015 e il corrente anno 2016 è stato di fatto avviato da una pluralità di imprese il *roll-out* massivo degli *smart meter*, si ritiene più ragionevole che un'analisi per l'individuazione dell'effettiva frontiera di efficienza relativamente ai costi in sistemi di telelettura/telegestione e in concentratori come quella indicata nel DCO (utilizzando soltanto il primo quartile di aziende ed eliminando gli *outlier*) possa essere effettuata solo in occasione della revisione per il prossimo periodo regolatorio (nel 2019), allorché saranno disponibili dati consuntivi, e non solo prospettici, di un periodo di osservazione più ampio (qualche anno) e le tecnologie saranno un po' più consolidate, in modo da determinare valori realmente rappresentativi delle componenti  $t_{(tel)}$  e  $t_{(con)}$ .