

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
629/2016/R/GAS**

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO *INFRA*-PERIODO PER IL TRIENNIO
2017-2019 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 per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 25 febbraio 2016, 68/2016/R/GAS

Mercati di incidenza: gas

4 novembre 2016

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 25 febbraio 2016, 68/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 68/2016 /R/GAS).

Tale procedimento è volto alla definizione dei criteri per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il triennio 2017-2019, con riferimento ai tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione, alla componente $\Delta CVER_{unit,t}$, a copertura dei costi derivanti dagli obblighi di verifica metrologica periodica dei convertitori, alle componenti $t(tel)$, e $t(con)$, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, e ai costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura elettronici ai fini del riconoscimento dei costi di capitale.

Il presente documento espone gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche.

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 tramite posta elettronica (infrastrutture@autorita.energia.it) entro il 5 dicembre 2016.

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, 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.

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Infrastrutture
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI.....	4
1 Oggetto e ambito della consultazione.....	4
2 Quadro normativo	5
3 Obiettivi dell'intervento	8
4 Prossimi passi	8
PARTE II – IPOTESI DI INTERVENTO REGOLATORIO.....	9
5 Tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione applicati nel primo triennio del quarto periodo di regolazione (2014-2016)..	9
6 Definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione applicati nel secondo triennio del quarto periodo di regolazione (2017-2019).....	11
7 Revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$	17
8 Determinazione delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$ a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori	18
9 Definizione dei costi <i>standard</i> inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura	23

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto e ambito 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 2014-2019*, recante la *Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)*, approvata con la deliberazione 24 luglio 2014, 367/2014/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 (2014-2016), 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 68/2016/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 68/2016/R/GAS, il procedimento per l’aggiornamento *infra*-periodo della RTDG ha per oggetto:
 - a) la definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione, ai fini della loro applicazione a valere dall’1 gennaio 2017;
 - b) la revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, ai fini della sua applicazione a valere dall’1 gennaio 2017;
 - c) la determinazione delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, espresse in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, ai fini della loro applicazione a partire dall’anno 2017;
 - d) la definizione dei costi *standard* inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in euro/gruppo di misura, per gli investimenti successivi al 2016, rilevanti ai fini delle determinazioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio della distribuzione del gas, a partire dall’anno tariffe 2018.
- 1.5 Con riferimento al riconoscimento degli investimenti relativi ai gruppi di misura, nel capitolo 8 si presentano ipotesi di intervento regolatorio per gli investimenti dell’anno 2016.

- 1.6 Il presente documento espone gli orientamenti dell’Autorità con riferimento a tali tematiche.

2 Quadro normativo

- 2.1 Nel presente capitolo sono richiamate le principali norme a livello europeo e nazionale che impattano sulle scelte relative alla determinazione dei criteri per la valutazione degli investimenti nel settore della distribuzione del gas naturale.

Quadro normativo europeo

- 2.2 L’articolo 40 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE, prevede che le autorità di regolamentazione adottino tutte le misure ragionevoli, idonee al perseguimento, tra gli altri, dei seguenti obiettivi:

- contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, lo sviluppo di sistemi non discriminatori, sicuri, affidabili ed efficienti orientati al consumatore e a promuovere l’adeguatezza dei sistemi;
- assicurare che ai gestori del sistema e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l’efficienza delle prestazioni del sistema e promuovere l’integrazione del mercato;
- provvedere a che i clienti beneficino del funzionamento efficiente del proprio mercato nazionale;
- promuovere una concorrenza effettiva e contribuire a garantire la tutela dei consumatori.

Quadro normativo nazionale

- 2.3 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L’articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:

- essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
- tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell’efficienza”;

- assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
 - “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.
- 2.4 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, della legge 481/95).
- 2.5 L’articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95 dispone che l’Autorità stabilisca e aggiorni, in relazione all’andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale. Tale disposizione è specificata dall’articolo 2, comma 18, della medesima legge, che individua nel *price-cap* il metodo di riferimento per l’aggiornamento delle tariffe.
- 2.6 Il quadro normativo nell’ambito del quale l’Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per i servizi regolati del settore gas è precisato nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 164/00). In particolare, l’articolo 23, comma 2, di tale decreto legislativo dispone che l’Autorità determini, entro l’1 gennaio 2001, le tariffe per il servizio di distribuzione e altri servizi infrastrutturali del settore gas, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.
- 2.7 L’articolo 23, comma 4, del medesimo decreto legislativo 164/00 prevede, tra l’altro, che le tariffe per la distribuzione tengano conto della necessità di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari e che a tal fine l’Autorità possa disporre, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione.
- 2.8 Più recentemente, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione del cosiddetto Terzo pacchetto comunitario in materia di mercato interno dell’energia elettrica e del gas naturale, ha previsto (articolo 3) che l’esercizio delle competenze tariffarie da parte dell’Autorità sia coerente con le finalità di sviluppo delle infrastrutture individuate come necessarie per la strategia energetica nazionale.

La regolazione tariffaria

- 2.9 La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale è disciplinata dalla RTDG.
- 2.10 Le disposizioni in materia di tasso di remunerazione del capitale investito per le attività di distribuzione e misura del gas sono disciplinate dall’Allegato A alla

deliberazione dell’Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIWACC).

Il quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018

- 2.11 Nell’ambito del quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018, riportato in Allegato alla deliberazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A (di seguito: *Quadro strategico*) è individuato l’obiettivo strategico O6 - *Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali*.
- 2.12 Secondo tale obiettivo strategico la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l’attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (ad esempio, benefici in termini di social *welfare*, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in una logica *output-based*.
- 2.13 Il medesimo obiettivo strategico prevede, con riferimento al settore del gas, che la regolazione accompagni il processo di riassegnazione delle concessioni per nuovi ambiti territoriali per assicurare una transizione graduale ed efficiente verso un nuovo modello di distribuzione.

Le gare d’ambito

- 2.14 Le modalità di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sono state riformate dall’articolo 46-bis del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: decreto-legge 159/07) che ha previsto l’individuazione di ambiti territoriali minimi per l’affidamento del servizio (ATEM).
- 2.15 In attuazione di quanto previsto dal decreto-legge 159/07 è stato predisposto un articolato quadro normativo all’interno del quale gli enti locali devono procedere all’affidamento del servizio.
- 2.16 Su tale articolato quadro di norme¹ si sono innestate diverse proroghe in relazione alle scadenze originariamente previste per la predisposizione dei bandi di gara, da ultimo con la legge 25 febbraio 2016, n. 21, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2015, n. 210, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative (di seguito: legge 21/16).
- 2.17 Secondo le scadenze aggiornate a seguito delle disposizioni della legge 21/16, la maggior parte dei bandi andrà in scadenza tra il luglio 2016 e il dicembre 2017.

¹ Per un’esposizione sintetica del quadro regolamentare si rimanda per esempio alla segnalazione dell’Autorità 8 marzo 2016, 86/2016/I/GAS. Per una disamina più approfondita della normativa di settore si rimanda invece al “Rapporto relativo all’attività dell’Autorità in relazione all’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale per ambito territoriale minimo”, del 30 Luglio 2015, disponibile al [link](http://www.autorita.energia.it/allegati/gas/garegas_rapporto.pdf) http://www.autorita.energia.it/allegati/gas/garegas_rapporto.pdf.

Considerando i tempi necessari per la gestione del processo di gara, allo stato attuale si può presumere che le prime gestioni per ATEM si avvieranno non prima della seconda metà del 2017.

2.18 Nell'ambito del richiamato quadro di norme previste per l'attuazione della riforma delle modalità di affidamento del servizio, in questa sede è opportuno menzionare il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, con il quale, in attuazione di quanto previsto dal decreto-legge 159/07, è stato adottato il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale*, poi modificato con il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 (di seguito: *Regolamento gare*).

2.19 In particolare, è opportuno richiamare:

- l'articolo 9, comma 3, del *Regolamento gare*, secondo cui “*Le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere, rispetto anche ad eventuali soluzioni alternative all'uso del gas naturale negli usi finali, come il teleriscaldamento*”;
- l'articolo 13, comma 1, lettera c), secondo cui una delle condizioni economiche di gara sono “*i metri di rete per cliente per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti, anche eventualmente differenziati per i Comuni in condizioni di disagio, quali alcuni comuni montani, qualora gli Enti locali e la stazione appaltante, in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, ne ravvisano la necessità*”.

3 Obiettivi dell'intervento

3.1 Il procedimento avviato con la deliberazione 68/2016/R/GAS è volto alla definizione delle modalità di dettaglio di aggiornamento *infra*-periodo della RTDG ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti e dei costi di capitale relativi ai gruppi di misura. Tali interventi regolatori devono risultare coerenti con le esigenze e gli obiettivi individuati nel *Quadro strategico*, volto a favorire uno sviluppo efficiente del servizio nel medio-lungo termine.

4 Prossimi passi

4.1 L'Autorità, in esito alla consultazione del presente documento, intende adottare il provvedimento finale in materia di aggiornamento *infra*-periodo della RTDG entro il prossimo mese di dicembre 2016. Entro la medesima data sarà adottato il provvedimento relativo alla fissazione dei criteri di riconoscimento degli investimenti relativi ai gruppi di misura per l'anno 2016.

PARTE II – IPOTESI DI INTERVENTO REGOLATORIO

5 Tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione applicati nel primo triennio del quarto periodo di regolazione (2014-2016)

Gestione delle infrastrutture di rete – distribuzione del gas naturale

- 5.1 Per il quarto periodo di regolazione del servizio di distribuzione del gas l’Autorità ha definito, con riferimento alle “vecchie” gestioni comunali o sovra-comunali, livelli di partenza delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione del gas naturale differenziati in funzione della classe dimensionale di appartenenza delle imprese (grandi, medie e piccole) e della densità della clientela servita (alta, media e bassa).
- 5.2 In particolare, i costi unitari riconosciuti per punto di riconsegna servito sono decrescenti al crescere della dimensione delle imprese e al crescere della densità di clientela servita.
- 5.3 I costi operativi riconosciuti con riferimento alle gestioni per ambito sono determinati sulla base dei costi operativi riconosciuti alle “vecchie” gestioni comunali o sovra-comunali e sono differenziati per tipologia di ambito (ambiti fino a 300.000 punti di riconsegna e ambiti con oltre 300.000 punti di riconsegna) oltre che per densità di clientela servita (alta, media e bassa).

X-factor per le “vecchie” gestioni comunali o sovra-comunali (2014-2016)

- 5.4 In continuità con l’approccio seguito nel precedente periodo e tenuto conto della differenziazione in funzione della classe dimensionale di appartenenza delle imprese, l’Autorità ha definito obiettivi di recupero programmato di produttività per il periodo 2014-2016, differenziati tra imprese grandi e imprese medio-piccole, in modo tale da proseguire, anche nel corso del quarto periodo regolatorio, un progressivo riallineamento dei costi di produzione del servizio, nell’ottica di favorire, pur in una logica di gradualità, uno sviluppo efficiente del settore.
- 5.5 I tassi di recupero di produttività sono stati fissati, in generale, con l’obiettivo di riassorbire nel corso del quarto periodo di regolazione, quindi entro il 2019, i recuperi di efficienza già conseguiti nel terzo periodo di regolazione. In particolare, i tassi di recupero di produttività sono stati definiti:

- per le imprese di grande dimensione, con l'obiettivo di riassorbire i recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione al termine del quarto periodo regolatorio (2019);
- per le imprese di media dimensione, con l'obiettivo che alla fine del quarto periodo di regolazione il costo unitario riconosciuto per tali imprese si collochi a un livello intermedio tra i costi effettivi del 2011, aggiornati per l'inflazione, calcolati rispettivamente per le imprese di grande dimensione e per le imprese di media dimensione;
- per le imprese di piccola dimensione, pari al tasso di recupero delle imprese di media dimensione, in ragione dell'esigenza di prevedere percorsi di efficientamento sostenibili.

5.6 Su tali basi, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è stato fissato:

- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale fino a 50.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, pari all'1,7%.

X-factor per le gestioni d'ATEM

5.7 La RTDG fissa anche le regole per la definizione dell'*X-factor* con riferimento alle gestioni per ATEM.

5.8 Con riferimento alle gestioni per ATEM, gli obiettivi di stimolo all'efficienza sono stati temperati con l'esigenza di tenere in considerazione i potenziali costi emergenti a seguito degli affidamenti, in ragione delle necessità di riorganizzazione del servizio. Per questo motivo, l'*X-factor* è stato posto pari a zero nei primi due aggiornamenti successivi all'affidamento. Negli anni successivi è stato definito, con riferimento agli ambiti con oltre 300.000 punti di riconsegna, un *X-factor* pari a quello applicato alle imprese di grandi dimensioni con concessione comunale o sovra-comunale.

Gestione delle infrastrutture di rete – distribuzione di gas diversi dal naturale

5.9 L'articolo 11, comma 1, della RTDG prevede che il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione con riferimento ai gas diversi dal naturale sia fissato pari a 0% per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016.

Gestione del servizio di misura e del servizio di commercializzazione

- 5.10 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 11, comma 2, della RTDG, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura e al servizio di commercializzazione, da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è fissato pari a 0%.

6 Definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione applicati nel secondo triennio del quarto periodo di regolazione (2017-2019)

- 6.1 La RTDG prevede che i tassi di riduzione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per recuperi di produttività, richiamati nel capitolo precedente, siano aggiornati ai fini della loro applicazione a valere dall'1 gennaio 2017, sulla base di uno specifico procedimento.
- 6.2 Nella parte di motivazione della deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS) è stato indicato che ai fini dell'aggiornamento su base triennale del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi si tenga conto degli esiti della gare per l'assegnazione degli ambiti.
- 6.3 In esito alle proroghe dei termini originariamente previsti dal *Regolamento gare*, in relazione ai quali era ipotizzabile che i primi bandi di gara sarebbero stati pubblicati già nel corso dell'anno 2012, a tutt'oggi non è ancora giunto a termine alcun affidamento del servizio su base d'ATEM e, di conseguenza, non è stato possibile verificare l'efficacia delle gare quale strumento per la potenziale estrazione di *extra*-profitti, prospettata da alcuni soggetti durante la fase di consultazione nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione, avviato con la deliberazione 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS.
- 6.4 Stante tale situazione di ritardo nello svolgimento delle gare, l'Autorità ha condotto un'analisi dell'evoluzione negli anni dei costi dichiarati dalle imprese nei rendiconti annuali separati, potendo prendere in considerazione esclusivamente dati relativi a gestione del servizio su base comunale o sovra-comunale.
- 6.5 L'Autorità ha calcolato pro-forma il costo operativo unitario dei diversi servizi per gli anni dal 2012 al 2015, seguendo criteri omogenei rispetto a quelli

utilizzati per la determinazione dei costi operativi 2011, sulla base dei quali sono stati definiti i costi operativi riconosciuti per l'anno 2014.

6.6 Nella Tabella 1 sono riportati per ciascun anno di osservazione i costi operativi effettivi desunti dai dati *unbundling*², espressi a prezzi correnti, relativi a:

- gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione del gas naturale, distinti per classe dimensionale d'impresa;
- gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale;
- servizio di commercializzazione;
- servizio di misura – installazione e manutenzione dei gruppi di misura;
- servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione.

Tabella 1 – Costi operativi effettivi a prezzi correnti (euro/pdr)

Servizio	2011*	2012	2013	2014	2015	Delta 2011-2015
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese grandi	33,56	32,36	35,84	31,37	31,72	-5,5%
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese medie	45,74	44,28	47,13	41,83	40,48	-11,5%
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese piccole	67,88	64,31	64,21	57,51	57,09	-15,9%
Distribuzione gas diversi	53,37	49,47	46,40	51,22	48,27	-9,6%
Commercializzazione	1,62	1,98	2,02	2,29	2,00	23,5%
Misura – installazione e manutenzione	3,60	3,77	3,53	4,11	5,04	40,0%
Misura – raccolta, validazione e registrazione	3,87	3,12	3,07	3,21	3,14	-19,0%

Nota: *I valori riportati con riferimento all'anno 2011 differiscono in generale da quelli utilizzati per la determinazione del costo riconosciuto 2014 in quanto nella tabella sono stati indicati i costi effettivi relativi a un sottocampione di imprese rispetto a quello preso a riferimento per la determinazione dei costi riconosciuti 2014. Tale sottocampione è rappresentato dalle imprese che hanno trasmesso dati nell'ambito della raccolta dati *unbundling* per ciascuno degli anni del periodo 2012-2015.

6.7 Depurando i dati riportati nella Tabella 1 dagli effetti legati all'inflazione, stimati sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo assunto ai

² Tali valori non sono ancora decurtati della porzione di costi non riconoscibili ai fini regolatori. Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo 27 della Relazione AIR alla deliberazione 573/2013/R/GAS.

fini regolatori, si ottengono le variazioni dei costi operativi effettivi, espressi a prezzi costanti, riportate nella Tabella 2.

Tabella 2 – Costi operativi effettivi a prezzi costanti (2011) (euro/pdr)

Servizio	2011	2012	2013	2014	2015	Delta 2011-2015
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese grandi	33,56	31,73	34,08	29,16	29,29	-12,7%
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese medie	45,74	43,41	44,82	38,88	37,38	-18,3%
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese piccole	67,88	63,05	61,06	53,46	52,71	-22,3%
Distribuzione gas diversi	53,37	48,50	44,12	47,61	44,57	-16,5%
Commercializzazione	1,62	1,94	1,92	2,13	1,85	14,1%
Misura – installazione e manutenzione	3,60	3,69	3,35	3,82	4,65	29,3%
Misura – raccolta, validazione e registrazione	3,87	3,06	2,92	2,98	2,90	-25,2%

Gestione delle infrastrutture di rete – distribuzione del gas naturale

- 6.8 Nella Tabella 2 sono riportate le variazioni dei costi effettivi tra il 2011 e il 2015 a prezzi costanti. Tali variazioni esprimono i recuperi di produttività conseguiti nel periodo 2011-2015.
- 6.9 Se si confrontano i valori dei recuperi di produttività, riportati nella Tabella 2, con i recuperi di produttività obiettivo fissati dal regolatore, si può osservare che, con riferimento alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione, le imprese del comparto sono riuscite a “superare” la previsione di riduzione dei costi del regolatore, con differenziali crescenti al decrescere della dimensione delle imprese.
- 6.10 L’andamento delle variazioni annuali dei costi effettivi a prezzi costanti nel periodo 2011-2015, come riportato nella Tabella 3, non sembra peraltro mostrare *trend* omogenei nei quattro anni considerati.

Tabella 3 – Variazione annuale dei costi operativi effettivi a prezzi costanti per la gestione delle infrastrutture di rete – distribuzione del gas naturale

Tipologia di imprese	Delta 2011-2012	Delta 2012-2013	Delta 2013-2014	Delta 2014-2015
Imprese grandi	-5,5%	7,4%	-14,4%	0,4%
Imprese medie	-5,1%	3,2%	-13,2%	-3,9%
Imprese piccole	-7,1%	-3,2%	-12,5%	-1,4%

- 6.11 In linea generale, il fatto che le imprese riescano a superare gli obiettivi di recupero di produttività fissati dal regolatore appare coerente con le finalità degli schemi di regolazione incentivante.
- 6.12 Una corretta calibrazione degli obiettivi di recupero di produttività appare peraltro necessaria al fine di trasferire agli utenti del servizio una parte ragionevole dei benefici conseguenti alle riduzioni dei costi del servizio, sempre in coerenza con le finalità degli schemi regolatori incentivanti.
- 6.13 In questa prospettiva, anche considerando i ritardi nello svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio a livello di ATEM, l'Autorità intende rivedere i *target* di recupero di produttività per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione, in modo tale che, con riferimento alle imprese di grandi dimensioni, sia anticipato l'orizzonte previsto per il riassorbimento dei maggiori recuperi conseguiti nel corso del terzo periodo di regolazione, mentre per le imprese di medie e di piccole dimensioni sia accelerato il percorso di efficientamento verso i livelli obiettivo definiti all'inizio del quarto periodo di regolazione. Tale revisione consente, da un lato, di modulare il costo del servizio per gli utenti finali in linea con l'andamento dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese e, dall'altro, di limitare la possibilità che le imprese, beneficiando interamente del *trend* generale di efficientamento del servizio, conseguano margini eccessivi.
- 6.14 In questa prospettiva appare ragionevole che l'*X-factor* per le imprese di grandi dimensioni sia fissato in un *range* compreso tra 1,8% e 2,0%, mentre per le imprese di dimensioni medie e piccole sia fissato in un *range* compreso tra 2,7% e 3,3%.

Spunti per la consultazione

- S1. 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.

Gestione delle infrastrutture di rete – distribuzione gas diversi dal naturale

- 6.15 Come evidenziato nella relazione AIR relativa alla deliberazione 573/2013/R/GAS, l’Autorità al fine di fissare gli obiettivi di recupero di produttività per le imprese che distribuiscono gas diversi, in assenza di dati desumibili dai rendiconti annuali separati riferiti alla sola attività di distribuzione, ha fatto riferimento alle imprese di dimensione inferiore a 10.000 punti di riconsegna che distribuiscono gas naturale.
- 6.16 Per le imprese di dimensione inferiore a 10.000 punti di riconsegna che distribuiscono gas naturale nel periodo 2011-2015 – si veda sempre la Tabella 2 – si è evidenziata una significativa riduzione in termini reali del costo del servizio (circa -16%).
- 6.17 Alla luce di tali evidenze, l’Autorità ritiene opportuno rivedere gli obiettivi di recupero di produttività anche per tali imprese, ipotizzando di prevedere valori in un range compreso tra 0,2% e 0,8%, in linea con l’incremento ipotizzato dell’*X-factor* per le imprese di dimensioni medio-piccole che distribuiscono gas naturale.

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei *target* di recupero di produttività relativi ai costi operativi per la gestione infrastrutturale delle reti di distribuzione di gas diversi.

Servizio di commercializzazione

- 6.18 I dati relativi all’andamento dei costi operativi effettivi per il servizio di commercializzazione mostrano un aumento nel periodo 2011-2015.
- 6.19 Alla luce di tali evidenze l’Autorità reputa opportuno valutare l’ipotesi di procedere a una ridefinizione in aumento del costo unitario riconosciuto, sulla base delle risultanze relative ai costi effettivi delle imprese, prevedendo un *X-factor* pari a 0% per i successivi aggiornamenti del parametro nel corso del quarto periodo di regolazione. Tale ipotesi richiede comunque ulteriori approfondimenti sull’andamento dei costi di capitale centralizzati che coprono i costi sostenuti dalle imprese per gli investimenti relativi alla commercializzazione.
- 6.20 In alternativa, ferme restando le richiamate esigenze di ulteriori approfondimenti, potrebbe essere valutata la possibilità di rivedere il tasso di recupero di produttività, prevedendo l’introduzione di un *X-factor* negativo, in modo da aumentare il livello del costo unitario riconosciuto. Tale ipotesi potrebbe portare alla fissazione di un *X-factor* compreso in un range tra -1,0% e -2,0%.

Servizio di misura

- 6.21 Gli andamenti dei costi effettivi relativi al servizio di misura mostrano segni differenti se si considerano le attività di installazione e manutenzione (costi in aumento) e le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati (costi in diminuzione).
- 6.22 Tali andamenti potrebbero essere collegati, da un lato, allo sviluppo dello *smart metering*, che dovrebbe comportare una riduzione dei costi operativi di raccolta, validazione e registrazione dei dati e, dall'altro, all'introduzione degli obblighi di verifica metrologica, che potrebbero giustificare un aumento dei costi operativi delle attività di installazione e manutenzione.
- 6.23 Per quanto riguarda l'attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati l'Autorità reputa opportuno in ogni caso non modificare gli obiettivi di recupero di produttività (oggi pari a zero) già fissati nel primo triennio, confermandoli anche per il secondo, tenendo conto del fatto che il processo di sviluppo dello *smart metering* è tuttora in corso. Modificare gli obiettivi di recupero di produttività che, per tale attività, sono conseguiti soprattutto mediante la sostituzione del fattore lavoro con il fattore capitale, nello specifico con il processo di installazione degli *smart meter*, potrebbe risultare inopportuno, in quanto potrebbe depotenziare la spinta a investire in sistemi di *smart metering*.
- 6.24 Per quanto riguarda i costi operativi relativi alle attività di installazione e manutenzione l'Autorità ritiene necessario effettuare approfondimenti in relazione alle modalità di compilazione dei rendiconti annuali separati. Occorre in particolare analizzare i possibili effetti sugli andamenti dei costi operativi che l'adozione di diverse logiche di capitalizzazione dei costi da parte delle imprese può avere prodotto nel tempo.
- 6.25 Inoltre, l'Autorità, come illustrato nel successivo capitolo 7, ha osservato forti scostamenti tra i livelli dei ricavi ammessi a copertura delle attività di verifica dei misuratori e i costi rilevati nei conti annuali separati nel comparto specifico previsto per tale attività³.
- 6.26 Alla luce di tali considerazioni l'Autorità non ritiene opportuno modificare il *target* di recupero di produttività previsto per le attività di installazione e manutenzione dei gruppi di misura nel secondo triennio del quarto periodo di regolazione.

³ Si fa riferimento al comparto dell'attività di misura *i) verifica periodica ex lege dei dispositivi di conversione laddove presenti nei misuratori di cui al punto a).*

Spunti per la consultazione

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.

7 Revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$

- 7.1 L'articolo 15, comma 1, della RTDG prevede che i costi unitari riconosciuti relativi alle attività di installazione e manutenzione dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* siano maggiorati mediante l'applicazione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche.
- 7.2 Il valore iniziale della componente per l'anno 2014 è stato fissato pari a 60,00 euro, sulla base di alcuni approfondimenti condotti in relazione ai costi di verifica dei misuratori, tenuto conto dei costi richiesti dalle Camere di Commercio.
- 7.3 La RTDG prevede che per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016 il valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ sia aggiornato applicando il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat. Su queste basi, il valore della componente per l'anno 2016 risulta pari a 60,33 euro.
- 7.4 L'articolo 15, comma 4, della RTDG prevede che la componente $\Delta CVER_{unit,t}$ sia soggetta a una revisione entro il 30 novembre 2016, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017.
- 7.5 Nella parte di motivazione della deliberazione 573/2013/R/GAS è stato indicato che ai fini dell'aggiornamento su base triennale del parametro $\Delta CVER_{unit,t}$ possano essere organizzate apposite raccolte dati finalizzate a valutare l'evoluzione dei costi connessi alle verifiche metrologiche.
- 7.6 L'Autorità ha proceduto all'esame dei costi rilevati dalle imprese nei rendiconti 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)*

negli anni 2014 e 2015, confrontando tali costi con i ricavi ammessi come determinati applicando la componente $\Delta CVER_{unit,t}$.

- 7.7 Dall'esame condotto emerge, in generale, un valore dei ricavi ammessi significativamente superiore ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese. L'Autorità ritiene necessario analizzare le cause di tale squilibrio, in particolare verificare se i costi sostenuti siano realmente e strutturalmente inferiori ai ricavi ammessi, in conseguenza o di un sovra-dimensionamento della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, ovvero di una sovra-stima del tasso di verifiche annuali sul parco misuratori.
- 7.8 A questo scopo l'Autorità intende attivare una specifica raccolta dati presso tutti gli operatori del settore della distribuzione gas, con l'obiettivo di ottenere l'informazione relativa ai dati fisici cui i costi rilevati si riferiscono.
- 7.9 In ogni caso, sul piano regolatorio, l'Autorità ritiene opportuno valutare una modifica dell'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi relativo alle verifiche metrologiche, prevedendo il riconoscimento di un costo *standard* per verifica applicato al numero effettivo di verifiche eseguite dalle imprese.
- 7.10 Per la stima del costo *standard* l'Autorità intende valutare l'ipotesi di adottare un approccio ibrido che, combinando valutazioni basate su criteri ingegneristici con i dati relativi ai costi consuntivi desumibili dai conti annuali separati, consenta di individuare un livello medio efficiente dei costi relativi a tali verifiche.

Spunti per la consultazione

S4. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$.

8 Determinazione delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$ a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori

- 8.1 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 29, comma 1, della RTDG, la tariffa di riferimento per il servizio di misura è composta, tra le altre componenti, dalla componente $TEL_{t,c}$, espressa in euro, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione, e dalla componente $CON_{t,c}$, espressa in euro,

a copertura dei costi dei concentratori. Entrambe le componenti trovano applicazione limitatamente agli anni 2014, 2015 e 2016.

- 8.2 L'articolo 29, comma 2, della RTDG prevede che, a partire dall'anno 2017, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori trovino applicazione le componenti $t(tel)_i$ e $t(con)_i$, espresse in euro per punto di riconsegna.
- 8.3 Nella parte di motivazione della deliberazione 573/2013/R/GAS è stato indicato che i costi, per punto di riconsegna, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori siano riconosciuti sulla base di criteri *output based* e in funzione dei costi efficienti delle imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *make*.
- 8.4 Nella parte di motivazione della deliberazione 12 giugno 2015, 280/2015/R/GAS è stato successivamente precisato come, ai fini della determinazione del valore delle componenti $t(tel)_i$ e $t(con)_i$, si richiedessero ulteriori approfondimenti finalizzati a individuare un livello di costi efficienti nella realizzazione degli investimenti in sistemi di telelettura/telegestione e nei concentratori, che avrebbero potuto prevedere richieste di dati e informazioni presso le imprese distributrici.
- 8.5 L'Autorità nei mesi di aprile-giugno 2016 ha organizzato una raccolta dati relativa ai costi di telelettura/telegestione e ai costi dei concentratori con riferimento agli anni 2010-2020. I costi dei primi cinque anni disponibili rappresentano costi a consuntivo, mentre i costi del quinquennio 2016-2020 sono dati previsionali elaborati dalle imprese.
- 8.6 Alla raccolta dati "*Presentazione istanze TEL e CON (determinazione 18 aprile 2016, n. 9/2016 – DIUC)*" hanno risposto 183 imprese di distribuzione, che hanno presentato dati con riferimento a 196 società (che rappresentano il 97,4% dei punti di riconsegna totali), in quanto imprese che hanno acquisito rami d'azienda ovvero in quanto imprese appartenenti a gruppi societari che hanno provveduto a un unico invio dei dati.
- 8.7 La raccolta dati ha consentito di acquisire una conoscenza sulle modalità adottate dalle imprese per la realizzazione dei sistemi di *smart metering* del gas, in particolare di comprendere se ci sia un orientamento prevalente tra le scelte di tipo *make* o *buy* e se questo abbia una connotazione legata in qualche misura alla dimensione di impresa.
- 8.8 In relazione a questo primo obiettivo di carattere ricognitivo, sono stati analizzati i dati trasmessi sulla base dell'allocazione dei costi nella griglia di raccolta dati, nella quale erano state individuate diverse configurazioni per la realizzazione dei sistemi di *smart metering* gas, ciascuna caratterizzata da un diverso grado di terziarizzazione. Sulla base dei dati raccolti è risultato che, con riferimento al periodo 2010-2020:

- 27 imprese hanno indicato costi esclusivamente con riferimento a configurazioni di tipo *make*;
- 86 imprese hanno indicato costi esclusivamente per soluzioni di tipo *buy*;
- 47 imprese hanno indicato costi con riferimento a configurazioni di tipo misto *make/buy*;
- 36 imprese hanno compilato in modo anomalo il questionario di raccolta dati: 7 imprese hanno indicato di sostenere, con riferimento ai progetti di *smart metering*, solo costi relativi a traffico dati e 29 imprese non hanno indicato né costi relativi a sistemi di telelettura/telegestione, né costi relativi a posa di concentratori⁴.

- 8.9 Se si incrociano i dati relativi alla dimensione delle imprese con i dati relativi alla configurazione prescelta per la realizzazione dei sistemi di *smart metering* sembra emergere una preferenza per le imprese di dimensioni medio-grandi ad adottare soluzioni di tipo *make* e un prevalente orientamento da parte delle imprese di piccole dimensioni per soluzioni di tipo *buy* (poco meno del 90% dei soggetti che hanno indicato costi con riferimento a configurazioni di tipo *buy* risulta essere di piccola dimensione). In ogni caso circa la metà delle imprese che hanno optato per soluzioni di tipo *make* appartiene all'insieme delle imprese di piccola dimensione.
- 8.10 Per quanto riguarda i dati relativi ai sistemi di telelettura/telegestione, si osserva in generale una progressiva riduzione negli anni del periodo di osservazione della spesa media per misuratore installato. Ciò dipende dal fatto che gli investimenti in sistemi centrali risultano in qualche misura anticipati o quanto meno il ciclo di investimenti dei sistemi centrali si conclude prima del ciclo di investimenti in misuratori che si estende su un periodo più lungo.
- 8.11 Per dare seguito alle indicazioni contenute nella parte di motivazione della deliberazione 573/2013/R/GAS, come richiamate nel precedente paragrafo 8.3, si rende necessario, da un lato, effettuare una prima comparazione tra i costi delle soluzioni *make* e i costi delle soluzioni *buy*, per verificare che i costi delle soluzioni *make* non siano sproporzionati rispetto a quelli delle soluzioni *buy*, dall'altro, individuare una sorta di frontiera efficiente o quasi-efficiente per i costi delle soluzioni *make*.
- 8.12 La comparazione tra i costi delle soluzioni *make* e i costi delle soluzioni *buy* è stata effettuata considerando le spese unitarie di capitale delle soluzioni *make*, calcolate come rapporto tra le spese totali e il numero degli *smart meter* installati. Sulla base delle spese unitarie è stato calcolato un costo di capitale, in termini di remunerazione del capitale investito e di ammortamento, determinato assumendo il tasso di remunerazione del capitale investito previsto dal TIWACC per il servizio di misura del gas naturale (6,6%) e un orizzonte temporale

⁴ Di queste, 3 imprese non sono più esistenti al momento della raccolta dati.

coincidente con la vita utile ai fini regolatori dei cespiti centralizzati dei sistemi di telelettura/telegestione, che l’Autorità è orientata a fissare pari a cinque anni.

- 8.13 Nella Tabella 4 sono riportate le spese medie unitarie di capitale di telelettura/telegestione e dei concentratori per punto di riconsegna servito in ciascun anno nel periodo 2015-2020, relativamente alle imprese che hanno adottato soluzioni *make*. Nella tabella si riporta il valore medio delle spese di capitale previste per gli anni 2016-2020, in ragione del fatto che il dato relativo al 2015 risulta ancora poco significativo in termini di punti di riconsegna sottostanti.

Tabella 4 - Spese medie unitarie di capitale previste relative ai centri di telelettura/telegestione e ai concentratori per punto di riconsegna servito, per le imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *make*, nel periodo 2015-2020 (euro/pdr)

Tipologia di costo		2015	2016	2017	2018	2019	2020	Media 2016-2020
Centro di telelettura/telegestione	Acquisto e installazione	6,38	2,82	3,53	1,80	2,80	1,72	2,50
	Gestione e manutenzione	0,51	0,54	0,50	0,41	0,77	0,57	0,53
	Totale	6,90	3,36	4,03	2,21	3,57	2,29	3,03
Concentratori, traslatori e ripetitori	Acquisto e installazione	1,44	1,47	2,64	2,04	4,07	3,34	2,56
Totale		8,34	4,83	6,67	4,25	7,64	5,63	5,59

- 8.14 Nella Tabella 5 è riportata la comparazione dei costi medi unitari per punto di riconsegna servito nel periodo 2016-2020 tra imprese che hanno adottato soluzioni *make*, *buy* e *miste*, secondo quanto indicato nel precedente paragrafo 8.12. Tali costi sono stati calcolati come media ponderata per i punti di riconsegna dei costi dichiarati dalle diverse imprese.
- 8.15 I costi di capitale per le imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *make* sono stati determinati sulla base delle spese medie unitarie riportate nella Tabella 4 (5,59 euro/pdr), come somma della remunerazione del capitale e degli ammortamenti. Tale approccio è stato seguito anche per il calcolo dei costi di capitale relativi alle soluzioni *miste*, determinati sulla base di una spesa media unitaria pari a 4,67 euro/pdr. I costi operativi unitari sono stati definiti come rapporto tra i costi totali a regime e il numero di gruppi di misura complessivamente installati.

Tabella 5 - Comparazione del costo medio unitario per tipo di soluzioni (*make*, *buy* e *miste*) per gli anni 2016-2020 (euro/pdr)

	Costi di capitale	Costi di traffico dati	Altri costi operativi	Totale
Soluzioni <i>make</i>	1,49	0,46	0,54	2,48
Soluzioni <i>buy</i>	-	0,85	4,89	5,74
Soluzioni <i>miste</i>	1,24	1,35	1,47	4,06

- 8.16 Dall'esame dei dati riportati nella Tabella 5 emerge che i costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *make* e *miste* risultano mediamente inferiori ai costi sostenuti dalle imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *buy*. Peraltro, risultano necessari alcuni approfondimenti in relazione ai costi per traffico dati che probabilmente non sono stati allocati secondo criteri omogenei dalle diverse imprese nell'ambito della raccolta dati.
- 8.17 Infine, nella Tabella 6 sono stati comparati i costi delle imprese più efficienti che hanno adottato soluzioni *make* o *miste* per ciascun anno del periodo 2016-2020. I valori indicati sono stati calcolati come media aritmetica dei costi unitari delle imprese appartenenti al primo quartile più efficiente, eliminati gli *outlier*.
- 8.18 Tutte le imprese efficienti che hanno adottato soluzioni *make* hanno dichiarato costi relativi sia a sistemi di telelettura/telegestione che ai concentratori. Delle imprese efficienti che hanno adottato soluzioni *miste*, la metà ha dichiarato costi relativi ai concentratori.

Tabella 6 – Costo efficiente relativo alle imprese con soluzioni *make* o *miste* per gli anni 2016-2020 (euro/pdr)

	Costi unitari efficienti per sistemi di telelettura/telegestione e concentratori
Soluzioni <i>make</i>	2,33 - 2,64*
Soluzioni <i>miste</i>	2,70

Nota: *Il secondo valore indicato fa riferimento a un campione con un'impresa in più rispetto al campione preso a riferimento per la determinazione del primo valore. Sono stati indicati due valori di costi efficienti perché il primo quartile di imprese più efficienti ricade a metà tra i due campioni di imprese.

- 8.19 Ai fini della fissazione del livello di costo riconosciuto a copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione l'Autorità ritiene opportuno fare riferimento ai livelli medi di costo unitario per punto di riconsegna negli anni a regime, ovvero negli anni in cui la percentuale di punti di riconsegna serviti coperta con *smart meter* in servizio è almeno pari all'80%. In particolare, l'Autorità intende determinare tali componenti prendendo a riferimento i costi previsti per il periodo 2016-2020 dichiarati dalle imprese che intendono adottare soluzione di

tipo *make* o misto, considerato che tali costi appaiono non superiori a quelli delle imprese che hanno optato per soluzioni *buy*.

- 8.20 I costi a consuntivo dichiarati dalle imprese fino all'anno 2015 risultano meno significativi in termini di numerosità dei punti di riconsegna sottostanti, oltre che molto più variabili per anno e impresa di quelli indicati per gli anni 2016-2020.
- 8.21 Si evidenzia, inoltre, che sulla base dei dati trasmessi dalle imprese si delineerebbe un chiaro *trend* di riduzione dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori successivamente all'anno 2016, alla luce del quale risulta opportuno fare riferimento a dati di costo prospettici. L'Autorità intende comunque effettuare ulteriori verifiche e approfondimenti in relazione ai costi previsti dichiarati dalle imprese, anche tramite analisi di *benchmark*.
- 8.22 Considerato che tra le imprese che hanno adottato soluzioni *make* si sono evidenziate due distinte soluzioni tecnologiche - una basata su comunicazioni punto a punto senza utilizzo di concentratori e una fondata invece sull'utilizzo dei concentratori - l'Autorità intende valutare la possibilità di introdurre un'unica componente, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura sia dei costi centralizzati di telelettura/telegestione sia dei costi dei concentratori. Tale componente naturalmente terrebbe conto anche del costo connesso alla disponibilità di SIM presso il misuratore, il cui costo sarebbe enucleato dal costo del misuratore.
- 8.23 Su queste basi, l'Autorità, in prima ipotesi, è orientata a prevedere che nel loro insieme le componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$ siano fissate pari ad un valore compreso tra 2,30 e 2,70 euro.

Spunti per la consultazione

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

9 Definizione dei costi *standard* inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura

- 9.1 L'articolo 56, comma 2, della RTDG prevede che, ai fini degli aggiornamenti annuali, gli investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* siano valutati come media del costo

effettivamente sostenuto e del costo *standard*, espresso a prezzi 2011, aggiornato sulla base del tasso di variazione medio del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

- 9.2 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 56, comma 3, della RTDG, gli investimenti relativi a gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 effettuati fino all'anno 2015, in deroga a quanto previsto dall'articolo 56, comma 2, della medesima RTDG, sono valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo *standard* relativo all'anno 2012.
- 9.3 Nella RTDG sono stati definiti i costi *standard* inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in euro per gruppo di misura, e sono stati fissati i valori delle penali unitarie, differenziate per classe di gruppo di misura, per mancate installazioni dei gruppi di misura per gli anni dati 2012-2014.
- 9.4 Come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 68/2016/R/GAS, in ragione dell'esigenza di certezza del quadro regolatorio per la realizzazione degli investimenti previsti per lo sviluppo dello *smart meter gas*, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che la valorizzazione, ai fini regolatori, degli investimenti realizzati negli anni 2015 e 2016 sia effettuata sulla base dei costi *standard* già fissati con riferimento all'anno 2014.
- 9.5 Su queste basi, con la deliberazione 68/2016/R/GAS è stato avviato un procedimento per la revisione dei costi *standard* per gli anni dati successivi al 2016 rilevanti ai fini delle determinazioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio della distribuzione del gas.
- 9.6 A seguito dell'emanazione della deliberazione 68/2016/R/GAS sono pervenute segnalazioni da parte di imprese distributrici e associazioni di imprese volte a evidenziare che i costi *standard* per i gruppi di misura di classe G4 e G6 non corrisponderebbero all'attuale realtà dei costi di installazione. In particolare, è stato evidenziato che tali costi sono stati definiti con riferimento all'anno 2012 sulla base di dati esclusivamente previsionali, dal momento che all'epoca non era ancora stata avviata l'installazione dei gruppi di misura di classe G4 e G6, peraltro non disponibili sul mercato se non come prototipi.
- 9.7 Nelle segnalazioni è stato inoltre evidenziato che i costi *standard* relativi ai gruppi di misura non sono mai stati aggiornati, a differenza di quanto avvenuto, in particolare, per i calibri da G10 a G40. Un'associazione di imprese ha fornito anche dati relativi ai costi per la messa in servizio dei gruppi di misura.
- 9.8 Diversi soggetti hanno sostenuto che, in ragione dell'applicazione, a partire dall'anno tariffe 2016, di quanto stabilito dall'articolo 56, comma 2, della RTDG anche in relazione agli investimenti relativi a gruppi di misura di classe inferiore a G6, risulterebbe necessario che l'Autorità ridefinisse non solo il costo *standard*

a partire dall'anno 2017 ma anche quello definito per l'anno 2016, sulla base del costo medio che le imprese stanno effettivamente sostenendo.

- 9.9 Nelle segnalazioni è stato infine richiesto di non fare riferimento, ai fini della determinazione dei costi *standard*, ai soli costi sostenuti nei primi anni di installazione dei gruppi di misura, dal momento che i primi interventi di installazione effettuati dalle imprese di distribuzione sarebbero stati tipicamente i più facili da realizzare e, in generale, i meno onerosi.
- 9.10 In merito a tali segnalazioni, l'Autorità è orientata a prevedere quanto segue.

Riconoscimento dei costi relativi a investimenti in gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 nell'anno 2016

- 9.11 Con riferimento agli investimenti relativi all'anno 2016, in ragione dell'esigenza di garantire la certezza del quadro regolatorio, l'Autorità è orientata a prorogare di un ulteriore anno il regime già definito per gli investimenti del triennio 2013-2015, che si sostanzia nel riconoscimento dei costi effettivi sostenuti dalle imprese nei limiti del 150% del costo *standard*. Ai fini della verifica del tetto al riconoscimento dei costi, l'Autorità intende confermare il livello del costo *standard* già fissato per l'anno 2016 con la deliberazione 68/2016/R/GAS.

Riconoscimento dei costi relativi a investimenti in gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 negli anni 2017 e seguenti

- 9.12 L'Autorità ritiene poi opportuno rivedere i livelli dei costi *standard* per gli investimenti dall'anno 2017, utilizzando sia i dati resi disponibili dalle imprese nella raccolta dati "*Presentazione istanze TEL e CON (determinazione 18 aprile 2016, N. 9/2016 – DIUC)*" sia i dati storici trasmessi nelle raccolte annuali dei dati tariffari.
- 9.13 Dall'esame delle spese di capitale per gruppi di misura previste dalle imprese per gli anni 2016-2020, come dichiarate nell'ambito della raccolta dati "*Presentazione istanze TEL e CON (determinazione 18 aprile 2016, N. 9/2016 – DIUC)*" risulta un costo medio dei gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 di circa 142 euro⁵.
- 9.14 Nella tabella 7 si riportano i valori della spesa media di acquisto e installazione per gruppi di misura per classe dimensionale d'impresa.

⁵ Ai fini della corretta interpretazione del dato, si consideri che, con riferimento al parco misuratori esistente al 31 dicembre 2014, il peso dei gruppi di misura G6 sul totale dei gruppi di misura G4 e G6 è di circa il 3%.

Tabella 7 - Spesa media di acquisto e installazione relativa ai gruppi di misura inferiori o uguali a G6 negli anni 2016-2020 (euro/pdr)

Tipologia di imprese	Spesa media
Imprese grandi	143,98
Imprese medie	128,37
Imprese piccole	140,14
Totale imprese	142,28

- 9.15 I dati che emergono dalla raccolta dati non appaiono in linea con le attese circa il livello dei costi. A priori, dovendo assumersi che nell’approvvigionamento dei misuratori possano emergere economie di scala, ci si aspetterebbe una spesa media unitaria inferiore per le imprese di maggiori dimensioni. Sembra invece che il comparto più efficiente sia quello delle imprese di media dimensione.
- 9.16 I dati di consuntivo disponibili per gli investimenti degli anni 2012-2014, come dichiarati dalle imprese nell’ambito delle raccolte dati ai fini tariffari, riportati nella Tabella 8, evidenziano, in effetti, che a livello medio aggregato di settore i livelli dei costi *standard* individuati dal regolatore sono stati inferiori rispetto ai costi effettivi sostenuti dalle imprese. Se si osservano i dati delle singole imprese, ci sono casi nei quali il *benchmark* del regolatore è risultato “superato” dalle imprese.

Tabella 8 – Dati aggregati (espressi a prezzi 2011) relativi agli investimenti in misuratori di classe inferiore o uguale a G6 nel triennio 2012-2014

Classe del gruppo di misura	Anno investimenti	Pdr	Costo medio (euro/gruppo di misura)	Costo <i>standard</i> (euro/gruppo di misura)
G4	2012	177	306,21	130,00
	2013	4.849	128,16	125,00
	2014	224.535	130,26	120,00
G6	2013	43	147,42	170,00
	2014	435	182,65	160,00

- 9.17 L’Autorità ritiene che il livello dei costi *standard* debba essere fissato a un livello che consenta alle imprese efficienti di ottenere margini positivi. Peraltro, l’Autorità ritiene opportuno avviare approfondimenti per verificare che non siano sviluppate pratiche di *cost padding* che, stante l’attuale schema di regolazione, potrebbe indurre le imprese a “spostare” costi tra le attività regolate e a massimizzare i livelli di capitalizzazione dei costi nei limiti consentiti dai principi contabili di riferimento.

- 9.18 Su queste basi, l'Autorità ritiene che il livello del costo *standard* per l'anno 2017 possa essere fissato in un *range* compreso tra 125 e 135 euro/gdm per i gruppi di misura G4 e tra 160 e 170 euro/gdm per i gruppi di misura di calibro G6.

Spunti per la consultazione

- S6. Osservazioni sulle ipotesi di definizione dei costi *standard* inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura