

DELIBERAZIONE 22 DICEMBRE 2016
775/2016/R/GAS

AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS, PER IL TRIENNIO 2017-2019.
APPROVAZIONE DELLA RTDG PER IL TRIENNIO 2017-2019

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 22 dicembre 2016

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290, come successivamente modificata e integrata;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239, come successivamente modificata e integrata;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, recante “Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia”, come convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98 e come successivamente modificato e integrato;
- il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9 e come successivamente modificato e integrato;
- il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, recante “Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222”, come modificato con il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 206 (di seguito: *Regolamento gare*);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 44/2012/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 19 settembre 2013, 393/2013/R/GAS;

- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS);
- le Direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas caratterizzati dai requisiti funzionali minimi come riportate nell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS, come successivamente modificate e integrate (di seguito: *Direttive smart meter gas*);
- la deliberazione dell’Autorità 24 luglio 2014, 367/2014/R/GAS (di seguito: deliberazione 367/2014/R/GAS);
- la 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 (TUDG), recante “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)”, approvata con deliberazione dell’Autorità, 367/2014/R/GAS, come successivamente modificata e integrata (di seguito: RTDG);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2014, 651/2014/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 12 giugno 2015, 280/2015/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/COM (di seguito: deliberazione 296/2015/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM;
- la deliberazione dell’Autorità 25 febbraio 2016, 68/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 68/2016/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 1 dicembre 2016, 704/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 704/2016/R/GAS);
- il documento per la consultazione 4 novembre 2016, 629/2016/R/gas (di seguito: documento per la consultazione 629/2016/R/GAS).

CONSIDERATO CHE:

- 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 e che la revisione di tali parametri sia oggetto di uno specifico procedimento;
- 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;
- 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;
- nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche e alle modalità di riconoscimento dei costi per la messa in servizio di gruppi di misura di classe G4 e G6 per l'anno 2016.

CONSIDERATO CHE:

- in linea generale, in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi:
 - nella parte di motivazione della 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;
 - come evidenziato nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, 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'ambito e, di conseguenza, non è stato possibile verificare l'efficacia delle gare quale strumento per l'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 44/2012/R/GAS;
 - 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 gestioni del servizio su base comunale o sovra-comunale.

CONSIDERATO CHE:

- in particolare, in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas naturale:

- 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);
- 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);
- con riferimento alle “vecchie” gestioni comunali o sovracomunali, 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;
- 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;
- su tali basi, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione con riferimento alle gestioni comunali e sovracomunali, 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%;
- dalle analisi volte a confrontare i recuperi di produttività effettivi negli anni 2012-2015 con i recuperi di produttività obiettivo fissati dal regolatore nello stesso periodo, i cui esiti sono stati riportati nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, è emerso che 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;
 - alla luce delle analisi di cui al precedente alinea, nel medesimo documento per la consultazione 629/2016/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di rivedere i *target* di recupero di produttività per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione e di definire, di conseguenza, l’*X-factor* per le imprese di grandi dimensioni in un *range* compreso tra 1,8% e 2,0%, e per le imprese di dimensioni medie e piccole in un *range* compreso tra 2,7% e 3,3%;
 - nell’ambito della consultazione è stato osservato da diversi soggetti che tali ipotesi andrebbero contro quanto indicato nelle sentenze del TAR Lombardia 6912, 6914, 6915 e 6916 del 2010, così come confermate dalla sentenza del Consiglio di Stato 2521 del 2012, secondo cui i tassi di recupero di produttività dovrebbero essere decrescenti all’interno del periodo regolatorio;
 - in generale, tutti gli operatori hanno segnalato possibili criticità connesse all’adeguamento in aumento dell’*X-factor* per il servizio di distribuzione, sia sostenendo che sarebbe già stato 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%, sia segnalando che una riduzione dei costi riconosciuti non apparirebbe opportuna nella prospettiva delle gare d’ambito; un soggetto ha sostenuto che un aumento dell’*X-factor infra-periodo* romperebbe il patto regolatorio.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale:
 - l’articolo 11, comma 1, della RTDG prevede che il tasso di riduzione annuale sia fissato pari a 0% per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all’anno 2016;
 - 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;

- sulla base delle analisi condotte, come illustrate nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, l'Autorità ha espresso l'orientamento di rivedere gli obiettivi di recupero di produttività rispetto al primo triennio del quarto periodo di regolazione, 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;
- nell'ambito della consultazione, in relazione a tale ipotesi, diversi soggetti hanno manifestato contrarietà sulla base di motivazioni analoghe a quelle evidenziate con riferimento al servizio di distribuzione del gas naturale, segnalando, inoltre, presunte peculiarità tecnico-economiche della distribuzione di gas diversi che impedirebbero di ridurre i costi del servizio rispetto ai livelli in base ai quali sono stati definiti i corrispettivi tariffari.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di misura:
 - sulla base di quanto stabilito dall'articolo 11, comma 2, della RTDG, il tasso da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è fissato pari a 0%;
 - nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, sulla base delle analisi condotte, l'Autorità, con riferimento al servizio di misura, ha espresso i seguenti orientamenti:
 - di non modificare gli obiettivi di recupero di produttività per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati, fissati pari a 0% nel primo triennio del quarto periodo di regolazione, al fine di non depotenziare la spinta a investire in sistemi di *smart metering*;
 - di non 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, procedendo ad approfondimenti in relazione alle modalità di compilazione dei rendiconti annuali separati, sia al fine di 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, sia al fine di meglio analizzare gli andamenti dei costi relativi alle verifiche dei gruppi di misura;
 - i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ritenuto condivisibile l'orientamento dell'Autorità, anche se hanno segnalato l'esigenza di seguire l'evoluzione dei costi operativi di installazione, manutenzione e raccolta in relazione allo sviluppo dei sistemi di *smart*

- metering*, ipotizzando di prevedere riconoscimenti specifici per i punti di riconsegna equipaggiati con *smart meter*;
- in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi del servizio di commercializzazione:
 - sulla base di quanto stabilito dall'articolo 11, comma 2, della RTDG, il tasso da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è fissato pari a 0%;
 - dalle analisi condotte, i cui esiti sono stati riportati nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, i costi operativi effettivi per il servizio di commercializzazione hanno mostrato un aumento significativo nel periodo 2011-2015 (circa +14% a prezzi costanti);
 - alla luce di tali analisi, nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS l'Autorità ha valutato l'ipotesi di aumentare il costo unitario riconosciuto per il servizio di commercializzazione per l'anno 2017 e di prevedere un *X-factor* pari a 0% per gli aggiornamenti tariffari per gli anni 2018 e 2019; in alternativa, l'Autorità ha ipotizzato di introdurre un *X-factor* negativo, in modo da aumentare il livello del costo unitario riconosciuto, in un *range* tra -1,0% e -2,0%, da applicare agli aggiornamenti degli anni 2017, 2018 e 2019;
 - in generale, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno mostrato una preferenza per la prima delle due soluzioni ipotizzate dall'Autorità, che consiste nell'adeguamento del livello del costo unitario riconosciuto per il 2017.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$:
 - 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 *Direttive smart meter gas* siano maggiorati mediante l'applicazione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche;
 - la componente $t(ins)_{t,v}^{ope}$ della tariffa di riferimento, di cui all'articolo 29, comma 1, lettera d), della RTDG, destinata alla copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive smart meter gas*, riflette la maggiorazione di cui al precedente alinea;
 - il valore iniziale della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ per l'anno 2014 è stato fissato pari a 60,00 euro, sulla base di stime dei costi di verifica dei misuratori, tenuto conto dei costi richiesti dalle Camere di Commercio;
 - l'articolo 15, comma 3, della 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;

- 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;
- come illustrato nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, l'Autorità ha confrontato i 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 con i ricavi ammessi come determinati applicando la componente $\Delta CVER_{unit,t}$; dal confronto è emerso, in generale, un valore dei ricavi ammessi significativamente superiore ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese;
- nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS l'Autorità ha evidenziato la necessità di analizzare le cause di tale squilibrio, avviando una specifica raccolta dati tra le imprese distributrici;
- nel medesimo documento l'Autorità ha espresso l'orientamento di 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;
- nell'ambito della consultazione un soggetto ha indicato che il costo relativo alle verifiche metrologiche per punto di riconsegna attrezzato con misuratori di classe superiore a G6 sarebbe pari a 50 euro, evidenziando, al contempo, che i costi operativi relativi alle attività di installazione e manutenzione sarebbero però superiori rispetto a quelli ad oggi riconosciuti; un altro soggetto ha invece sostenuto che, in attesa di una riforma dei criteri di riconoscimento, l'attuale livello di 60 euro sarebbe da considerarsi adeguato nel periodo transitorio;
- alcuni soggetti hanno evidenziato l'esigenza di gestire in parallelo alla revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ una revisione delle componenti a copertura dei costi operativi relativi agli *smart meter*;
- i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso l'ipotesi di svolgere opportuni approfondimenti, anche mediante specifiche raccolte dati, come prospettato dall'Autorità;
- un soggetto si è espresso a favore dell'ipotesi di riconoscimento dei costi in funzione delle verifiche effettive, ma ha evidenziato la necessità di differenziare i corrispettivi unitari per tipologia e per calibro dell'apparecchiatura.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 3, comma 1, della RTDG prevede che, a decorrere dall'anno 2014, l'Autorità definisca e pubblichi entro il 15 dicembre di ciascun anno, tra gli altri, i seguenti valori:
 - le componenti a copertura dei costi operativi e dei costi di capitale centralizzati della tariffa di riferimento *TVD*, relative al servizio di distribuzione;
 - le componenti a copertura dei costi operativi della tariffa di riferimento *TVM*, relative al servizio di misura del gas naturale;
 - la tariffa di riferimento *COT*, relativa al servizio di commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale;
- ai fini dell'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi e dei costi di capitale centralizzati della tariffa *TVD* relativi al servizio di distribuzione, riportate nelle Tabelle 4 e 5 della RTDG:
 - l'articolo 47 della RTDG prevede che, ai fini dell'aggiornamento annuale delle componenti $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ e $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ della tariffa di riferimento *TVD*, relativa al servizio di distribuzione, si applichino:
 - 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;
 - il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, di cui all'articolo 11, comma 1, della RTDG per le vecchie gestioni comunali o sovracomunali;
 - il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, di cui all'articolo 19 della RTDG, per le gestioni d'ambito;
 - il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamento del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
 - l'articolo 49, della RTDG, prevede che, ai fini dell'aggiornamento annuale della componente $t(dis)^{avv}$ a copertura dei costi operativi nelle località in avviamento, riportata nella Tabella 5 della RTDG, si applichino:
 - 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;
 - il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamento del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
 - l'articolo 52, della RTDG, prevede che l'aggiornamento della componente $t(cen)_t^{cap}$ a copertura dei costi di capitale centralizzati, riportata nella Tabella 5 della RTDG, sia effettuato in funzione del tasso di variazione medio annuo

- del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- in relazione all'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi della tariffa TVM, relativa al servizio di misura, riportate nella Tabella 5 della RTDG:
 - l'articolo 50 della RTDG prevede che, ai fini dell'aggiornamento annuale delle componenti $t(ins)_t^{ope,b}$ e $t(rac)_t^{ope}$, a copertura dei costi operativi del servizio di misura, si applichino:
 - 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;
 - il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, di cui all'articolo 11, comma 2, della RTDG;
 - il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamento del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
 - l'articolo 51 della RTDG prevede che l'aggiornamento annuale della quota parte della componente $t(ins)_t^{ope,v}$ a copertura dei costi operativi di base, riportata nella Tabella 5 della RTDG, sia effettuato applicando le regole previste dall'articolo 50 della RTDG per la componente $t(ins)_t^{ope,b}$;
 - 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 è risultato pari a -0,12%;
 - il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat è pari a 0,30%.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla 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:
 - 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, 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, che trovano applicazione limitatamente agli anni 2014, 2015 e 2016;
 - 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 $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, espresse in euro per punto di riconsegna;

- nella parte di motivazione della deliberazione 573/2013/R/GAS è stato indicato come opportuno che i costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori siano riconosciuti, per punto di riconsegna, sulla base di criteri *output-based* e in funzione dei costi efficienti delle imprese che abbiano adottato soluzioni di tipo *make*;
- 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, richiedendo alle imprese di comunicare dati a consuntivo fino all’anno 2015 e dati previsionali per gli anni successivi;
- sulla base dei dati trasmessi in relazione a 196 imprese distributrici, che rappresentano più del 97% dei punti di riconsegna totali, sono state effettuate analisi volte a:
 - comparare i costi delle soluzioni *make* e i costi delle soluzioni *buy* riportati dalle imprese nella raccolta dati, verificando che i costi delle soluzioni *make* non siano sproporzionati rispetto a quelli delle soluzioni *buy*;
 - individuare una frontiera efficiente o quasi-efficiente per i costi delle soluzioni *make* o miste;
- dall’esame dei dati riportati dalle imprese è emerso 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*;
- nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS l’Autorità, 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 – ha espresso l’orientamento, al fine di garantire la neutralità tra tecnologie, di 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;
- in base alle analisi svolte, l’Autorità ha espresso l’orientamento di 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 per punto di riconsegna;
- nell’ambito della consultazione è stata manifestata l’esigenza di verificare in modo puntuale il livello di affidabilità e di comparabilità dei dati riportati nei questionari;
- sul piano del metodo di riconoscimento dei costi ipotizzato nella consultazione, alcuni soggetti hanno ritenuto preferibile il mantenimento del criterio del costo storico rivalutato per la valutazione degli investimenti in sistemi di telegestione e concentratori nel secondo triennio del quarto periodo regolatorio, rinviando a periodi successivi l’adozione di logiche incentivanti di riconoscimento dei costi;

- due soggetti hanno evidenziato criticità rispetto all'impostazione generale prospettata dall'Autorità per la copertura dei costi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, che penalizzerebbe sia le scelte *buy* sia gli operatori di piccole dimensioni;
- alcuni soggetti si sono dichiarati contrari all'ipotesi di accorpate in un'unica componente i corrispettivi a copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;
- alcuni soggetti hanno poi evidenziato la necessità di garantire un'adeguata copertura dei costi relativi agli investimenti in sistemi centrali di telegestione realizzati prima del 2016;
- alcuni soggetti non hanno ritenuto congrui i livelli dei costi unitari riconosciuti come prospettati nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 3, della deliberazione 704/2016/R/GAS, ha previsto che l'Autorità, con provvedimento da adottarsi entro il mese di ottobre 2017, definisca il prezzario e il relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, ai fini dell'applicazione a partire dagli investimenti del 2018;
- in relazione alla definizione dei costi *standard*, inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio, da applicare per il riconoscimento degli investimenti realizzati a partire dal 2017, relativi a gruppi di misura elettronici delle classi G4 e G6, nelle tariffe degli anni 2018 e 2019:
 - nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS l'Autorità, sulla base delle evidenze disponibili e delle analisi svolte, ha ipotizzato 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;
 - nell'ambito della consultazione sono stati indicati sia valori compresi nei *range* individuati dall'Autorità, sia valori superiori a tali *range*;
- 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, è stato 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;
- i valori unitari della penale per mancata installazione dei gruppi di misura riportati nella Tabella 9 della RTDG sono riferiti agli anni 2012, 2013 e 2014.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione al riconoscimento dei costi per la messa in servizio di gruppi di misura di classe G4 e G6 per l'anno 2016:
 - nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, con riferimento agli investimenti relativi all'anno 2016, in ragione dell'esigenza di garantire la certezza del quadro regolatorio, l'Autorità ha espresso l'orientamento di 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*;
 - tale ipotesi è stata sostanzialmente condivisa dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione;
 - due soggetti hanno proposto, al fine di non penalizzare le imprese che nel corso del 2016 hanno rivisto i propri piani di installazione degli *smart meter* cercando di introdurre ulteriori efficienze rispetto a quelle già in corso di implementazione, di prevedere la possibilità per le singole imprese di optare per una *early adoption*, già dal 2016, del costo *standard* previsto per il 2017, abbinato ai meccanismi di *sharing* dei differenziali di costo;
 - l'ipotesi di prevedere un'opzione di *early adoption* per l'anno 2016 prospettata da alcuni soggetti nell'ambito della consultazione porterebbe a un aggravio certo degli oneri per i clienti finali, in quanto, essendo la scelta delle imprese effettuata a posteriori, non può più produrre l'effetto di indurre e premiare l'efficienza dell'operatore, ma si sostanzierebbe semplicemente nell'opportunità data a ciascuna impresa di optare per l'una o per l'altra soluzione in funzione del livello di costo effettivamente sostenuto, a proprio esclusivo vantaggio.

CONSIDERATO CHE:

- nella parte di motivazione della deliberazione 296/2015/R/COM, con la quale sono state adottate disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale per i settori dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno rimandare a futuri provvedimenti, nell'ambito della regolazione tariffaria, le valutazioni necessarie al riconoscimento di costi sostenuti dalle imprese per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione.

RITENUTO CHE:

- in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas naturale:
 - sia opportuno confermare i tassi di riduzione annuale fissati per gli aggiornamenti degli anni 2015 e 2016 anche per gli aggiornamenti tariffari

- degli anni 2017, 2018 e 2019, in ragione dell'esigenza di dare stabilità e certezza al quadro regolatorio nella prospettiva delle gare d'ambito;
- in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale:
 - sia opportuno, in coerenza con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale, confermare i tassi di riduzione annuale fissati per gli aggiornamenti degli anni 2015 e 2016 anche per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2017, 2018 e 2019;
 - in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di misura, sia opportuno:
 - dare seguito alle ipotesi illustrate nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS e, in particolare, confermare gli obiettivi di recupero di produttività per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati, fissati pari a 0% nel primo triennio del quarto periodo di regolazione;
 - non modificare il *target* di recupero di produttività previsto per le attività di installazione e manutenzione dei gruppi di misura nel primo triennio del quarto periodo di regolazione, pari a 0%, avviando al contempo un monitoraggio dei costi sostenuti dalle imprese per verificare gli impatti derivanti dallo sviluppo dei programmi di messa in servizio degli *smart meter*;
 - in relazione alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi del servizio di commercializzazione:
 - sia opportuno optare per la prima delle due ipotesi illustrate in consultazione, procedendo a una ridefinizione in aumento del costo unitario riconosciuto per il servizio di commercializzazione, in linea con i costi effettivi delle imprese sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati per l'anno 2015, prevedendo un tasso di riduzione annuale dei costi pari a 0% per i successivi aggiornamenti del parametro nel corso del quarto periodo di regolazione;
 - in relazione alla revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, sia opportuno:
 - rinviare a uno specifico approfondimento l'ipotesi di modifica delle modalità di riconoscimento dei costi prospettata nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, che prevede l'individuazione di un riconoscimento unitario per verifica effettuata, orientato a criteri di incentivo all'efficienza, in luogo dell'attuale meccanismo che prevede un riconoscimento unitario per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* di classe superiore a G6;
 - prevedere che nell'ambito degli approfondimenti siano anche accertati il numero di verifiche effettivamente svolte a partire dal 2014 e i relativi costi;
 - prevedere che tali approfondimenti siano completati in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento definitive relative al 2017, prevista entro il 28 febbraio 2018 ai sensi dell'articolo 3, comma 2, della

RTDG;

- dare mandato al Direttore delle Direzione Infrastrutture per i seguiti di competenza;
- nelle more degli approfondimenti, in relazione alle evidenze sui costi effettivamente sostenuti dalle imprese come risultano dai rendiconti annuali separati trasmessi all'Autorità, ridurre, in via provvisoria, il valore unitario della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ da 60 euro per punto di riconsegna a 50 euro per punto di riconsegna;
- in relazione alla 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 sia opportuno:
 - sulla base di quanto emerso nell'ambito della consultazione, svolgere opportuni approfondimenti con le imprese anche al fine di valutare come la dimensione dell'impresa possa influire sul livello dei costi del servizio, in particolare per le imprese che optino per soluzioni *buy*;
 - prevedere che gli approfondimenti si concludano entro il 2017, al fine di superare l'attuale regime di riconoscimento dei costi a consuntivo già in relazione ai costi sostenuti nel 2018;
 - prevedere che tali approfondimenti siano finalizzati all'introduzione di criteri di riconoscimento dei costi basati su logiche *output based*, guidati dal perseguimento dell'efficienza, fermo restando il rispetto del principio di neutralità rispetto a scelte *make or buy* e tra soluzioni tecnologiche (soluzioni con o senza concentratore);
 - dare mandato al Direttore delle Direzione Infrastrutture per i seguiti di competenza;
 - nelle more della conclusione degli approfondimenti di cui ai precedenti alinea, prevedere che i costi sostenuti fino all'anno 2017 siano riconosciuti a consuntivo, introducendo in ogni caso un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti nel 2017, definito sulla base del livello medio unitario dei costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *buy* e dimensionato in funzione del numero di punti di riconsegna effettivamente equipaggiati con *smart meter*;
 - in relazione a quanto indicato al precedente alinea, prevedere che, al fine del riconoscimento dei costi, le imprese che abbiano adottato soluzioni *buy* debbano presentare specifiche istanze all'Autorità, secondo modalità definite dal Direttore della Direzione Infrastrutture;
- in relazione alla definizione dei costi *standard*, inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio, da applicare per il riconoscimento degli investimenti realizzati a partire dal 2017, relativi a gruppi di misura elettronici delle classi G4 e G6, anche in relazione a quanto emerso dalla consultazione, sia opportuno fissare i costi *standard* per i misuratori di classe G4 e G6 al limite superiore dell'intervallo individuato nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, pari rispettivamente a 135 euro/gdm per i misuratori di classe G4 e a 170 euro/gdm per i misuratori di classe G6;

- in relazione alla definizione dei costi *standard*, inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio, da applicare per il riconoscimento degli investimenti realizzati nel 2017, relativi a gruppi di misura elettronici delle classi superiori a G6, sia opportuno confermare i livelli già fissati per l'anno 2014;
- sia opportuno aggiornare per gli anni 2015 e seguenti i valori unitari della penale per mancata installazione dei gruppi di misura di cui alla Tabella 9 della RTDG.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno aggiornare la RTDG in relazione alle modifiche individuate nei precedenti punti del presente provvedimento, senza innovare le altre disposizioni approvate con le precedenti deliberazioni, e adeguare i riferimenti normativi nella medesima RTDG, procedendo all'approvazione della nuova versione della 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 (TUDG), recante "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)", per il periodo dall'1 gennaio 2017.

RITENUTO CHE:

- in relazione al riconoscimento dei costi per la messa in servizio di gruppi di misura di classe G4 e G6 per l'anno 2016, sia opportuno:
 - confermare l'orientamento espresso in consultazione che prevede che per il 2016 gli investimenti siano valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, con un tetto pari al 150% del costo *standard*, in continuità con quanto applicato nel 2015;
 - non dare seguito all'opzione proposta da alcuni soggetti in sede di consultazione relativamente alla *early adoption* in via opzionale dei meccanismi di riconoscimento fondati sul costo *standard* e sullo *sharing* dei differenziali di costo.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno prevedere che vengano effettuati i necessari approfondimenti in materia di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione, eventualmente anche attraverso un processo di consultazione, valutando la possibilità di introdurre, nel caso le imprese distributrici abbiano adempiuto agli obblighi previsti dalla normativa e abbiano rendicontato separatamente i costi sostenuti, un riconoscimento di tali costi secondo criteri orientati all'efficienza

DELIBERA

1. di approvare la nuova versione della 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 (TUDG), recante “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)” allegata al presente provvedimento (*Allegato A*), che ne costituisce parte integrante e sostanziale, per il periodo dall’1 gennaio 2017;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità di svolgere i necessari approfondimenti, da concludersi entro il 30 novembre 2017, in relazione alla determinazione delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$ a copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;
3. di prevedere che, nelle more della conclusione degli approfondimenti di cui al precedente articolo 2, i costi operativi e di capitale sostenuti fino all’anno 2017 siano riconosciuti a consuntivo, prevedendo in ogni caso un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti nel 2017 pari a 5,74 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno *smart meter*;
4. di prevedere che, al fine del riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, le imprese che abbiano adottato soluzioni *buy* debbano presentare specifiche istanze all’Autorità, secondo modalità definite dal Direttore della Direzione Infrastrutture;
5. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità di svolgere i necessari approfondimenti, da concludersi entro il 30 novembre 2017, in relazione alla revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ e alle relative modalità di applicazione;
6. di prevedere, in relazione al riconoscimento dei costi per la messa in servizio di gruppi di misura di classe G4 e G6, che per il 2016 gli investimenti siano valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, con un tetto pari al 150% del costo *standard*, in continuità con quanto applicato nel 2015;
7. sia opportuno prevedere che vengano effettuati i necessari approfondimenti in materia di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione, eventualmente anche attraverso un processo di consultazione, valutando la possibilità di introdurre, nel caso le imprese distributrici abbiano adempiuto agli obblighi previsti dalla normativa e abbiano rendicontato separatamente i costi sostenuti, un riconoscimento di tali costi secondo criteri orientati all’efficienza;
8. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.autorita.energia.it.

22 dicembre 2016

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

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
(TUDG)

PARTE II
REGOLAZIONE DELLE TARIFFE
DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS
PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2014-2019
(RTDG 2014-2019)

Per il periodo dall'1 gennaio 2017

INDICE

SEZIONE I DEFINIZIONI E DISPOSIZIONI GENERALI	7
Articolo 1 Definizioni.....	7
TITOLO 1 ASPETTI PROCEDURALI	12
Articolo 2 Obblighi informativi in capo alle imprese distributrici ai fini tariffari	12
Articolo 3 Definizione e pubblicazione delle tariffe.....	13
Articolo 4 Richieste di rettifica.....	14
TITOLO 2 DISPOSIZIONI PER L'APPLICAZIONE DI TARIFFE E CORRISPETTIVI	15
Articolo 5 Criteri di applicazione delle tariffe.....	15
Articolo 6 Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale.....	15
Articolo 7 Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per i gas diversi dal gas naturale.....	18
Articolo 8 Divieto di applicazione di corrispettivi non espressamente previsti nella presente RTDG.....	18
Articolo 9 Disposizioni in materia di trasparenza dei flussi informativi verso utenti della rete e clienti finali.....	18
TITOLO 3 ASPETTI RELATIVI ALLA DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO	19
Articolo 10 Tasso di remunerazione del capitale investito.....	19
Articolo 11 Tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi.....	19
Articolo 12 Trattamento dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012.....	20
Articolo 13 Trattamento dello stock di contributi esistente al 31 dicembre 2011.	20
Articolo 14 Meccanismo di gradualità per il degrado dei contributi applicabile nel periodo 2014-2019.....	21
Articolo 15 Maggiorazione a copertura degli extra-costi connessi con l'estensione degli obblighi di verifica dei dispositivi di conversione.....	21
Articolo 16 Vite utili ai fini regolatori.....	22
SEZIONE II REGOLAZIONE TARIFFARIA SERVIZI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE	22
TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI	22
Articolo 17 Ambito oggettivo di applicazione.....	22
TITOLO 2 DISPOSIZIONI SPECIFICHE PER LE GESTIONI D'AMBITO	23
Articolo 18 Decorrenze.....	23

Articolo 19	Tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per le gestioni d'ambito	23
Articolo 20	Trattamento dello stock di contributi esistente al 31 dicembre 2011 per le gestioni d'ambito	23
Articolo 21	Valore iniziale delle immobilizzazioni di località a seguito dell'affidamento mediante gara d'ambito	24
Articolo 22	Trattamenti di casi di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore	24
Articolo 23	Valore parametrico delle immobilizzazioni lorde	24
Articolo 24	Profili soggettivi di gestore entrante e gestore uscente	25
Articolo 25	Stratificazione del valore di rimborso	26
Articolo 26	Valorizzazione delle immobilizzazioni nette di località a conclusione del primo periodo di affidamento	26
Articolo 27	Misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare d'ambito	27
TITOLO 3	TARIFFA DI RIFERIMENTO	27
Articolo 28	Tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione	27
Articolo 29	Tariffa di riferimento per il servizio di misura	28
Articolo 30	Tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura	29
Articolo 31	Disposizioni per le località in avviamento	30
TITOLO 4	VINCOLI AI RICAVI AMMESSI	31
Articolo 32	Composizione del vincolo ai ricavi ammessi di impresa	31
Articolo 33	Composizione del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione	31
Articolo 34	Vincolo a copertura dei costi centralizzati del servizio di distribuzione	31
Articolo 35	Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di distribuzione	32
Articolo 36	Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura	33
Articolo 37	Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di centralizzati relativi al servizio di misura.....	33
Articolo 38	Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di misura	33
Articolo 39	Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi relativi alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura.....	34
TITOLO 5	TARIFFE OBBLIGATORIE	35
Articolo 40	Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura	35
Articolo 41	Ambito tariffario.....	37
TITOLO 6	MECCANISMI DI PEREQUAZIONE	37

Articolo 42 Perequazione.....	37
Articolo 43 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importo a consuntivo.....	38
Articolo 44 Perequazione dei costi relativi al servizio di misura	38
Articolo 45 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importi in acconto.....	40
Articolo 46 Quantificazione ed erogazione dei saldi di perequazione	40
TITOLO 7 AGGIORNAMENTO DELLE COMPONENTI DELLA TARIFFA DI RIFERIMENTO	42
Articolo 47 Aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione	42
Articolo 48 Aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,g}^{cou}$ e $t(dis)_{t,g}^{coa}$	42
Articolo 49 Aggiornamento della componente $t(dis)_t^{avv}$	43
Articolo 50 Aggiornamento delle componenti $t(ins)_t^{ope,b}$, $t(rac)_t^{ope}$, $t(cot)_t$ a copertura dei costi operativi dei servizi di commercializzazione e di misura.....	43
Articolo 51 Aggiornamento della componente $t(ins)_t^{ope,v}$	44
Articolo 52 Aggiornamento delle componenti $t(cen)_t^{cap}$ a copertura dei costi di capitale centralizzati	44
Articolo 53 Aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ a copertura dei costi di capitale di località	44
Articolo 54 Aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ a copertura dei costi di capitale di località	45
Articolo 55 Aggiornamento delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori	46
Articolo 56 Criteri per la valorizzazione dei nuovi investimenti.....	46
Articolo 57 Disposizioni in materia di dismissioni di gruppi di misura in attuazione delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas....	47
TITOLO 8 AGGIORNAMENTO ANNUALE DELLE TARIFFE OBBLIGATORIE	47
Articolo 58 Aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie.....	47
TITOLO 9 DISPOSIZIONI PARTICOLARI	48
Articolo 59 Riconoscimento maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione.....	48
SEZIONE III DISPOSIZIONI IN MATERIA DI ASSETTO DEL SERVIZIO DI MISURA	50
TITOLO 1 SOGGETTI RESPONSABILI DEL SERVIZIO DI MISURA GAS NATURALE	50

Articolo 60 Responsabilità per installazione e manutenzione dei misuratori.....	50
Articolo 61 Responsabilità per raccolta, validazione e registrazione dati di misura	50
Articolo 62 Disposizioni relativi ai dati di misura raccolti.....	50
Articolo 63 Conservazione delle rilevazioni.....	51
SEZIONE IV DISTRIBUZIONE DI GAS DIVERSI DAL NATURALE A MEZZO DI RETI CANALIZZATE	52
TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI	52
Articolo 64 Ambito di applicazione.....	52
TITOLO 2 OPZIONI TARIFFARIE	52
Articolo 65 Opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura.....	52
Articolo 66 Periodo di avviamento	53
TITOLO 3 AGGIORNAMENTO ANNUALE DELLE OPZIONI TARIFFARIE	54
Articolo 67 Aggiornamento annuale delle opzioni tariffarie.....	54
SEZIONE V PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE	54
Articolo 68 Disposizioni generali	54
Articolo 69 Esazione delle componenti	54
SEZIONE VI DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CASSA CONGUAGLIO E ULTERIORI ONERI	55
Articolo 70 Conti di gestione.....	55
Articolo 71 Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.....	55
Articolo 72 Conto per la qualità dei servizi gas.....	56
Articolo 73 Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas.....	56
Articolo 74 Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio.....	56
Articolo 75 Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento	57
Articolo 76 Fondo riconoscimento fornitori ultima istanza.....	57
Articolo 77 Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna.....	57
Articolo 78 Conto per i servizi di ultima istanza	58
Articolo 79 Conto per la copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale ...	58
Articolo 80 Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas	58
Articolo 81 Altre disposizioni.....	59

**SEZIONE VII – CONTRIBUTI PER PRESTAZIONI DELLE IMPRESE
DISTRIBUTRICI 60**

Articolo 82 Contributi per l'attivazione della fornitura e per la disattivazione della
fornitura su richiesta del cliente finale 60

SEZIONE I

DEFINIZIONI E DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nella presente Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas, relativa alla Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (di seguito: RTDG 2014-2019), si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e le seguenti definizioni:

- **alta pressione** è la pressione relativa del gas superiore a 5 bar (1^a, 2^a e 3^a specie, definite dal decreto 16 aprile 2008, pubblicato l'8 maggio 2008 sul Supplemento Ordinario n. 115 alla Gazzetta Ufficiale n. 107, dei Ministeri dello sviluppo economico e dell'interno (di seguito: decreto 16 aprile 2008);
- **ambito gas diversi** è l'ambito di determinazione delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale formato dall'insieme delle località gas diversi appartenenti alla medesima regione e servite dalla medesima impresa distributrice;
- **anno di prima fornitura** è l'anno in cui è stata registrata la prima fornitura di gas in una località, indipendentemente dalla titolarità della gestione;
- **attivazione della fornitura** è l'avvio dell'alimentazione del punto di riconsegna, a seguito o di un nuovo contratto di fornitura, o di modifica delle condizioni contrattuali, o di subentro ad una fornitura preesistente disattivata, attraverso interventi limitati al gruppo di misura, inclusa l'eventuale installazione del gruppo di misura o sua sostituzione;
- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- **bassa pressione** è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto 16 aprile 2008 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI EN 9860 edizione febbraio 2006:
 - o non superiore a 0,04 bar (7^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
 - o non superiore a 0,07 bar (7^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;
- **Cassa** è la Cassa per i servizi energetici e ambientali;
- **cespiti in esercizio** sono i cespiti, presenti nel bilancio, acquisiti dall'esterno o realizzati internamente, ovvero di proprietà del Comune titolare del servizio o

di altra società di capitali appositamente costituita ai sensi della normativa vigente, installati e utilizzabili per lo scopo per il quale sono stati acquisiti o realizzati, che non siano stati oggetto di radiazioni o dismissioni, ovvero oggetto di successivi interventi di sostituzione ancorché non radiati e/o dismessi e per i quali il fondo di ammortamento calcolato ai fini regolatori non abbia già coperto il valore lordo degli stessi;

- **condizioni standard di un gas** sono ai fini tariffari la temperatura di 15°C e la pressione assoluta di 1,01325 bar;
- **Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas** sono le direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas approvate con la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS, come successivamente modificate e integrate;
- **Direzione Infrastrutture** è la Direzione Infrastrutture dell'Autorità;
- **disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale** è la sospensione dell'alimentazione del punto di riconsegna a seguito della disdetta del contratto da parte del cliente finale con sigillatura o rimozione del gruppo di misura;
- **distribuzione del gas naturale** è il servizio di cui all'articolo 4, comma 18, del TIUC, ivi compresa la commercializzazione del servizio di distribuzione;
- **distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo di reti** è l'attività di cui all'articolo 4, comma 23, del TIUC;
- **fonti contabili obbligatorie** sono il bilancio di esercizio, il libro cespiti, il libro giornale, il libro degli inventari e ogni altro documento contabile tenuto ai sensi di legge. Nel caso di cespiti di proprietà dell'ente locale, si precisa che costituiscono evidenze contabili riconducibili alla definizione di fonte contabile obbligatoria gli estratti del conto del patrimonio ovvero delle relative scritture inventariali;
- **gruppo di misura, o misuratore**, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; è comprensivo di un eventuale correttore dei volumi misurati;
- **gruppo di riduzione** è il complesso (assiemato) costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali, aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di pressione in entrata variabile a un valore di pressione in uscita predeterminato, fisso o variabile;
- **gruppo di riduzione finale** è:
 - o un gruppo di riduzione avente la funzione di ultima riduzione della pressione per alimentare i clienti finali attraverso una rete di bassa pressione;
 - o è un gruppo di riduzione installato presso il punto di riconsegna in reti in media pressione per l'alimentazione di singoli punti di riconsegna in bassa pressione o media pressione;

- **impianto di derivazione di utenza o allacciamento** è il complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente finale; l'impianto di derivazione di utenza o allacciamento ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo di misura (escluso) e comprende l'eventuale gruppo di riduzione; in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione di utenza o allacciamento si estende fino all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa;
- **impresa distributrice** è il soggetto che esercita il servizio di distribuzione e di misura del gas;
- **lettura di switch** è la lettura effettuata in occasione del cambio di fornitore;
- **località** è l'unità territoriale minima di riferimento ai fini delle determinazioni tariffarie. La località di norma coincide con il territorio di un singolo comune. Qualora in uno stesso comune siano presenti reti di distribuzione del gas naturale non interconnesse, la località è la parte del territorio del comune servita da una singola rete di distribuzione non interconnessa;
- **località gas diversi** è il comune o la parte di esso servito dalla singola impresa distributrice di gas diversi dal naturale;
- **media pressione** è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto 16 aprile 2008 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI EN 9860 edizione febbraio 2006:
 - superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4^a, 5^a e 6^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
 - superiore a 0,07 bar e non superiore a 5 bar (4^a, 5^a e 6^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;
- **misura del gas naturale** è l'attività di cui all'articolo 4, comma 19, del TIUC;
- **periodo di avviamento** è il periodo intercorrente tra la data di prima fornitura del gas e il 31 dicembre del secondo anno successivo all'anno di prima fornitura;
- **processo di aggregazione societaria** è l'acquisizione di rami d'impresa da parte di altra impresa distributrice, la fusione di due o più imprese distributrici o l'incorporazione di un'impresa distributrice da parte di altra impresa distributrice. Sono escluse da questa definizione le acquisizioni di pacchetti azionari e le trasformazioni di soggetti giuridici;
- **punto di consegna dell'impianto di distribuzione, o punto di consegna**, è:
 - per il gas naturale, il punto coincidente con il punto di riconsegna della rete di trasporto, dove viene reso disponibile all'impresa distributrice il gas naturale;
 - per i gas diversi dal naturale, è il punto di alimentazione dell'impianto di distribuzione;
- **punto di interconnessione** è il punto di interconnessione tra due impianti di distribuzione gestiti da imprese distributrici diverse;

- **punto di riconsegna dell'impianto di distribuzione, o punto di riconsegna**, è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale;
- **RQDG 2014-2019** è il testo integrato della Regolazione della qualità servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, approvato con la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013 574/2013/R/GAS, come successivamente modificato e integrato;
- **RTDG 2009-2012** è il testo integrato della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012;
- **standard metro cubo** è ai fini tariffari il metro cubo di gas riferito alle condizioni *standard*;
- **tariffe** sono, ai sensi dell'articolo 2, comma 17, della legge n. 481/95 i prezzi massimi unitari dei servizi al netto dell'imposte;
- **TIVG** è il Testo Integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, allegato alla deliberazione ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato;
- **decreto 19 gennaio 2011** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 19 gennaio 2011, recante "Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale";
- **decreto 18 ottobre 2011** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 18 ottobre 2011, recante "Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale";
- **decreto 12 novembre 2011** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 12 novembre 2011, n. 226, recante "Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222";
- **decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159** è il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- **decreto-legge n. 185/08** è il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge, con modificazioni, dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- **decreto legislativo n. 127/91** è il decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127, di attuazione delle direttive n. 78/660/CEE e 83/349/CEE in materia societaria, relative ai conti annuali e consolidati, ai sensi dell'art. 1, comma 1, della legge 26 marzo 1990;
- **decreto legislativo n. 28/11** è il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso

dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 2001/77/CE e 2003/30/ce”;

- **dPR n. 412/93** è il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 242 del 14 ottobre 1993 e successive modifiche e integrazioni;
- **deliberazione n. 170/04** è la deliberazione dell’Autorità 29 settembre 2004, n. 170, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione GOP 35/08** è la deliberazione dell’Autorità 23 giugno 2008, GOP 35/08;
- **deliberazione ARG/gas 64/09** è la deliberazione dell’Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09;
- **deliberazione ARG/gas 88/09** è la deliberazione dell’Autorità 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/gas 42/11** è la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2011, ARG/gas 42/11;
- **TIUC** è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM;
- **TIUF** è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/COM;
- **TIT** è il Testo Integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, approvato con la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato;
- **TIBEG** è l’Allegato A alla deliberazione 26 settembre 2013, 402/2013/R/COM;
- **TIWACC** è l’Allegato A alla deliberazione 583/2015/R/COM, recante criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021), come successivamente modificato e integrato;
- **RTTG** è la parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017 (TUTG), relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 (RTTG), approvata con deliberazione dell’Autorità 13 novembre 2013, 514/2013/R/GAS, come successivamente modificata e integrata;
- **TIMG** è l’Allegato A alla deliberazione 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11, come successivamente modificato e integrato.

TITOLO 1

ASPETTI PROCEDURALI

Articolo 2

Obblighi informativi in capo alle imprese distributrici ai fini tariffari

- 2.1 Ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e delle opzioni tariffarie gas diversi, in ciascun anno t , a partire dall'anno 2014, ciascuna impresa distributtrice trasmette all'Autorità, attenendosi alle modalità e alle tempistiche disciplinate con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, una richiesta di determinazione delle tariffe.
- 2.2 Le imprese distributrici sono tenute a comunicare all'Autorità, tramite il protocollo informatico denominato "*Anagrafica Territoriale Distribuzione Gas*", entro quindici (15) giorni dal suo verificarsi, ogni variazione relativa alle località servite e al tipo di gas distribuito.
- 2.3 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
 - a) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali comunicati ai sensi delle disposizioni di cui al comma 2.1 con i valori riportati sulle fonti contabili obbligatorie dei soggetti proprietari;
 - b) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera a) rispetto all'attività di distribuzione e misura del gas.
- 2.4 Nel caso di cespiti di proprietà di soggetti diversi dall'impresa distributtrice, la medesima impresa distributtrice è obbligata ad acquisire una dichiarazione di veridicità sottoscritta dal legale rappresentante del soggetto proprietario, contenente l'impegno a rendere disponibili, su richiesta dell'Autorità, le fonti contabili obbligatorie relative agli incrementi patrimoniali comunicati ai sensi delle disposizioni di cui al comma 2.1.
- 2.5 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 2.1, ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste dalla determina del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, comportano la non inclusione dei nuovi investimenti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale per l'anno $t+1$ e per gli anni successivi, fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio.
- 2.6 Qualora la mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 2.1 abbia per oggetto i dati fisici relativi al numero di punti di riconsegna:
 - a) le componenti $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$, $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$, di cui al successivo Articolo 28, sono fissate pari al valore minimo, escluso il primo decile, calcolato dall'Autorità

per le località aventi la medesima densità e appartenenti al medesimo ambito tariffario in relazione alle quali si è proceduto al calcolo puntuale sulla base dei dati trasmessi;

- b) le componenti $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$, di cui al successivo Articolo 29, sono fissate pari al valore minimo calcolato dall'Autorità per le località in relazione alle quali si è proceduto al calcolo puntuale sulla base dei dati trasmessi, escluso il primo decile;
- c) la componente ot_3 delle opzioni gas diversi, di cui al successivo Articolo 65 è posta pari a zero;
- d) le componenti ot_1 delle opzioni gas diversi, di cui al successivo Articolo 65, sono calcolate assumendo il valore minimo, escluso il primo decile, calcolato dall'Autorità per le località gas diversi aventi la medesima densità e appartenenti al medesimo ambito tariffario in relazione alle quali si è proceduto al calcolo puntuale sulla base dei dati trasmessi;
- e) $\tau_1(mis)$ delle opzioni gas diversi, di cui al successivo Articolo 65, sono fissate pari al valore minimo calcolato dall'Autorità per le località in relazione alle quali si è proceduto al calcolo puntuale sulla base dei dati trasmessi, escluso il primo decile.

2.7 Qualora, a seguito di verifiche ispettive o altri accertamenti, emerga che le stratificazioni di dati relativi a cespiti non siano supportate dai dati riportati nelle fonti contabili obbligatorie, si applicano:

- a) con riferimento a dati relativi ad anni antecedenti il 2012, le disposizioni dell'articolo 7 della RTDG 2009-2012;
- b) con riferimento a dati relativi ad anni successivi al 2011, le disposizioni del comma 2.5.

Articolo 3

Definizione e pubblicazione delle tariffe

3.1 A decorrere dall'anno 2017, l'Autorità definisce e pubblica, entro il 15 dicembre di ciascun anno:

- le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, da applicare nell'anno successivo alle attuali o potenziali controparti di contratti relativi ai servizi di cui all'Articolo 17;
- le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi, da applicare nell'anno successivo alle attuali o potenziali controparti di contratti relativi ai servizi di cui all'Articolo 64;
- le componenti $t(cen)_t^{cap}$, $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ e $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ della tariffa di riferimento TVD, relative al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'Articolo 28, valide per l'anno successivo;

- le componenti $t(ins)_{t,i}^{ope,b}$, $t(ins)_{t,i}^{ope,v}$ e $t(rac)_{t,i}^{ope}$ della tariffa di riferimento *TVM*, relative al servizio di misura del gas naturale, di cui all'Articolo 29, valide per l'anno successivo;
- la tariffa di riferimento *COT*, relativa al servizio di commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, di cui all'Articolo 30, valide per l'anno successivo;
- importi di perequazione bimestrale in acconto di cui al comma 45.1, validi per l'anno successivo.

3.2 A decorrere dall'anno 2017, l'Autorità definisce e pubblica:

- a) entro il 31 marzo dell'anno t , in via provvisoria le tariffe di riferimento, relative all'anno t , *TVD*, di cui all'Articolo 28 e *TVM*, di cui all'Articolo 29, calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno $t-1$;
- b) entro il 28 febbraio dell'anno $t+1$, in via definitiva, le tariffe di riferimento, relative all'anno t , *TVD*, di cui all'Articolo 28, e *TVM*, di cui all'Articolo 29, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno $t-1$.

3.3 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe da parte dell'Autorità, le imprese distributrici pubblicano a loro volta, sul proprio sito *internet*, le tariffe obbligatorie e le opzioni tariffarie relative ai servizi erogati. Le medesime devono essere altresì rese disponibili presso i propri uffici aperti al pubblico.

Articolo 4

Richieste di rettifica

- 4.1 Le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi possono essere presentate dalle imprese all'Autorità in ciascun anno del periodo regolatorio, secondo le modalità definite con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture, nelle seguenti finestre:
 - a) 1 febbraio – 15 febbraio;
 - b) 1 settembre – 15 settembre.
- 4.2 Le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi, qualora comportino vantaggi per i clienti finali, sono accettate con decorrenza dall'anno tariffario a cui è riferibile l'errore.
- 4.3 Le richieste di rettifica di dati patrimoniali, qualora comportino vantaggi per le imprese distributrici, sono accettate con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello della richiesta di rettifica.
- 4.4 Le richieste di rettifica di dati fisici sono accettate per l'anno tariffario a cui è riferibile l'errore.

- 4.5 Le richieste di rettifica di dati patrimoniali o fisici comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributrice che richiede la rettifica, pari all'1% della variazione del livello dei ricavi attesi causato dalla medesima rettifica, con un minimo di 1.000 euro;
- 4.6 Qualora la variazione del livello dei ricavi attesi non sia determinabile, si applica un'indennità amministrativa di 1.000 euro.
- 4.7 L'indennità amministrativa è applicata dalla Cassa ed è versata sul *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas* di cui al comma 73.1.

TITOLO 2

DISPOSIZIONI PER L'APPLICAZIONE DI TARIFFE E CORRISPETTIVI

Articolo 5

Criteria di applicazione delle tariffe

- 5.1 Le tariffe obbligatorie e le opzioni tariffarie sono applicate dall'impresa distributrice in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti di contratti per i servizi di distribuzione e misura del gas.
- 5.2 Le componenti tariffarie espresse in euro/punto di riconsegna per anno, sono addebitate in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi importi e arrotondando il risultato con criterio commerciale alla quarta cifra decimale.
- 5.3 In nessun caso può essere richiesto il pagamento dei corrispettivi con riferimento al periodo successivo alla cessazione dell'erogazione del servizio. Nel caso di cessazione, subentro, voltura o nuova connessione, nel mese in cui la cessazione, il subentro o la nuova connessione si verificano, le componenti tariffarie espresse in euro/punto di riconsegna per anno devono essere moltiplicate, ai fini della determinazione degli importi dovuti per il medesimo mese, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo anno e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 6

Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale

- 6.1 Nel caso in cui in un punto di riconsegna il gruppo di misura installato non sia dotato di apparecchiatura per la correzione delle misure alle condizioni *standard*,

la correzione a fini tariffari dei volumi misurati avviene secondo le disposizioni di cui ai commi seguenti.

- 6.2 Per ciascun punto di riconsegna dotato di un gruppo di misura non provvisto di apparecchiature di correzione dei volumi, la correzione alle condizioni *standard* dei quantitativi misurati avviene mediante l'applicazione di un coefficiente calcolato secondo la seguente formula:

$$C = K_p * K_T$$

dove:

- $K_p = \frac{(p_b + p_{mc})}{p_r}$;
- $K_T = \frac{T_r}{T_{mc}}$;

con:

- $p_b = 1,01325 * (1 - 2,25577 * 10^{-5} * H)^{5,2559}$ è la pressione barometrica assoluta, espressa in bar, dove H , determinata secondo i criteri indicati nel successivo comma 6.3, rappresenta:
 - per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,025 bar, e siano caratterizzati da un dislivello tra l'altitudine del suolo ove sono ubicati gli edifici serviti dai medesimi punti di riconsegna e l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna inferiore o pari a 150 metri, l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna;
 - per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,025 bar, siano dotati di apparecchiature per la sola correzione del gas prelevato a condizioni *standard* di temperatura e siano caratterizzati da un dislivello tra l'altitudine del suolo ove sono ubicati gli edifici serviti dai medesimi punti di riconsegna e l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna superiore a 150 metri, e per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è superiore a 0,025 bar, è l'altitudine media per fascia altimetrica. La fascia altimetrica è, per ciascun comune, l'insieme delle zone che si trovano ad altitudini comprese all'interno di un intervallo di dislivello massimo pari a 200 m. L'estremo superiore (incluso) di ciascuna fascia altimetrica n (FA_n^{sup}) è determinato secondo la seguente formula:

$$FA_n^{\text{sup}} = A^{\text{COM}} + 100 + n * 200$$

con:

- A^{COM} è l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna;
 - n è il numero che identifica la fascia altimetrica. Per convenzione la fascia altimetrica nella quale è compresa l'altitudine sul livello del mare del Comune è identificata con il numero 0. Le fasce altimetriche di altitudine media superiore a quella del Comune sono numerate progressivamente con numeri interi positivi a partire da 1. Le fasce altimetriche di altitudine media inferiore a quella del Comune sono numerate progressivamente con numeri interi negativi a partire da -1;
- p_{mc} è la pressione relativa di misura convenzionale, pari a:
 - 0,020 bar, per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura convenzionale è inferiore o uguale a 0,025 bar;
 - la pressione di taratura dell'impianto di riduzione finale della pressione del gas a monte del gruppo di misura, per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è superiore a 0,025 bar; nel caso in cui la misura avvenga a pressione non regolata, l'impresa di distribuzione installa un'apparecchiatura idonea per la correzione delle misure;
 - p_r è la pressione assoluta di riferimento, pari a 1,01325 bar;
 - T_r è la temperatura assoluta di riferimento, pari a 288,15 Kelvin;
 - T_{mc} è la temperatura assoluta di misura convenzionale, espressa in Kelvin, calcolata secondo la seguente formula:

$$T_{mc} = 273,15 + \left(22 - \frac{GG}{ng} \right)$$

essendo i parametri GG e ng rispettivamente il numero dei gradi giorno del Comune e il numero dei giorni di esercizio dell'impianto, determinati secondo i criteri di cui al successivo comma 6.3.

- 6.3 Ai fini della determinazione dei parametri di cui al comma 6.1 si fa riferimento:
- a) per la definizione della zona climatica di appartenenza, dell'altitudine H e del numero dei gradi giorno GG di ciascun Comune, all'allegato A del DPR n. 412/93;
 - b) per la determinazione del numero di giorni di esercizio dell'impianto ng , ai valori indicati nella Tabella 1.
- 6.4 Nel caso di presenza di apparecchiature per la correzione della sola pressione o della sola temperatura, i relativi coefficienti K_p e K_T assumono valore pari a 1.

- 6.5 I valori del coefficiente C , dei coefficienti K_p e K_T , del rapporto $\frac{GG}{ng}$ e del parametro p_b di cui al comma 6.2, sono arrotondati alla sesta cifra decimale con criterio commerciale.

Articolo 7

Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per i gas diversi dal gas naturale

- 7.1 Ai fini della correzione dei quantitativi misurati dei gas diversi dal gas naturale si applicano le disposizioni di cui all'Articolo 6, considerando i seguenti valori di pressione relativa di misura convenzionale p_{mc} :
- 0,020 bar per i punti alimentati in bassa pressione con miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria e per i gas manifatturati;
 - 0,030 bar per le miscele di gas di petrolio liquefatti e per gli altri tipi di gas.
- 7.2 Ai fini della determinazione della pressione barometrica assoluta p_b , espressa in bar, di cui al comma 6.2, si assume l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna per tutti i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,035 bar. Per gli altri punti di riconsegna si identificano le fasce altimetriche di appartenenza di ciascun punto di riconsegna, secondo quanto previsto nel medesimo comma 6.2.

Articolo 8

Divieto di applicazione di corrispettivi non espressamente previsti nella presente RTDG

- 8.1 I soggetti responsabili del servizio di misura non sono autorizzati ad addebitare corrispettivi che non siano regolati nella presente RTDG per prestazioni fornite nell'ambito dello svolgimento del medesimo servizio.

Articolo 9

Disposizioni in materia di trasparenza dei flussi informativi verso utenti della rete e clienti finali

- 9.1 In relazione a quanto previsto dall'Articolo 6 e dall'Articolo 7, i documenti di fatturazione del servizio di distribuzione devono riportare:
- a) la quantità di gas distribuito come misurata, espressa in metri cubi;

- b) il valore assunto dal coefficiente correttivo *C* nel punto di riconsegna;
- c) la quantità di gas distribuito espressa in *standard metri cubi*.

9.2 In relazione a quanto previsto dall'Articolo 59 le imprese distributrici forniscono dettagli relativi agli addebiti della componente tariffaria canoni comunali per singolo punto di riconsegna servito agli utenti del servizio di distribuzione.

TITOLO 3

ASPETTI RELATIVI ALLA DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO

Articolo 10

Tasso di remunerazione del capitale investito

- 10.1 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019 il tasso di remunerazione del capitale investito è fissato pari a:
- a) 6,9% per il servizio di distribuzione e 7,2% per il servizio di misura, con riferimento al biennio 2014-2015.
- 10.2 A partire dall'anno 2016 il tasso di remunerazione è aggiornato sulla base delle disposizioni previste dal TIWACC 2016-2021.

Articolo 11

Tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi

- 11.1 Il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione è fissato:
- a) con riferimento al gas naturale, per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale fino a 50.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
 - b) con riferimento al gas naturale, per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
 - c) con riferimento al gas naturale, per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 1,7%;
 - d) con riferimento ai gas diversi dal naturale, pari a 0%.

- 11.2 Il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura e al servizio di commercializzazione è fissato pari a 0%.

Articolo 12

Trattamento dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012

- 12.1 I contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012 sono portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e vengono degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.

Articolo 13

Trattamento dello stock di contributi esistente al 31 dicembre 2011

- 13.1 Per le vecchie gestioni comunali o sovracomunali, con riferimento allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, le imprese possono scegliere, per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, tra le seguenti due modalità:
- a) in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi, non soggetti a degrado, sono portati interamente in deduzione dal capitale investito mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;
 - b) degrado graduale, attuato secondo le modalità indicate nell'Articolo 14.
- 13.2 La scelta di cui al comma precedente viene effettuata a livello di impresa, con la possibilità di adottare, limitatamente alle località in relazione alle quali il capitale investito netto relativo ai servizi di distribuzione e/o misura risulti inferiore a zero nel corso del quarto periodo di regolazione, una scelta diversa da quella adottata a livello di impresa.
- 13.3 Le modalità e le tempistiche per l'effettuazione della scelta di cui all'articolo 13, comma 1, nel rispetto delle condizioni di cui all'articolo 13, comma 2, sono definite con successiva determina del Direttore della Direzione Infrastrutture.
- 13.4 Nel caso in cui entro la data definita con la determina di cui al comma precedente l'impresa distributrice non abbia esercitato l'opzione di cui all'articolo 13, comma 1, l'Autorità procede d'ufficio all'applicazione dell'opzione di degrado graduale, di cui all'articolo 13, comma 1, lettera b).

Articolo 14

Meccanismo di gradualità per il degrado dei contributi applicabile nel periodo 2014-2019

- 14.1 La quota annua di degrado per ciascuna impresa distributrice c per la quale si applica il regime di degrado graduale di cui all'Articolo 13, con riferimento alle gestioni comunali e sovracomunali, e all'Articolo 20, con riferimento alle gestioni per ambito, è calcolata in base alla seguente formula:

$$QA_{t,c}^{CONT} = ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 \cdot kg_2 \cdot k_d$$

dove:

- $ST_{2011,c}^{CONT}$ è lo *stock* di contributi pubblici e privati esistente al 31 dicembre 2011;
 - kg_1 è il coefficiente di rilascio immediato, riportato nella Tabella 2. Tale coefficiente esprime la quota di $ST_{2011,c}^{CONT}$ soggetta a rilascio nel corso del quarto periodo di regolazione;
 - kg_2 è il coefficiente di modulazione delle quote di degrado, riportato nella Tabella 2;
 - k_d è il coefficiente di degrado, fissato pari a 0,025.
- 14.2 L'ammontare dello *stock* di contributi pubblici e privati da considerare ai fini della determinazione del capitale investito nel periodo di regolazione 2014-2019 per le imprese distributrici per le quali si applica il regime di degrado graduale di cui al comma 2.2., lettera b), della deliberazione 573/2013/R/gas è calcolato in base alla seguente formula:
- $$ST_{t,c}^{CONT} = ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 - \sum_t QA_{t,c}^{CONT}$$
- 14.3 Le regole di cui ai precedenti commi si applicano sia ai contributi di località, sia ai contributi centralizzati, come definiti nella RTDG 2009-2012.

Articolo 15

Maggiorazione a copertura degli extra-costi connessi con l'estensione degli obblighi di verifica dei dispositivi di conversione

- 15.1 I costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi di installazione e manutenzione dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* sono maggiorati mediante applicazione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$.

- 15.2 Il valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ per l'anno 2017 è fissato in via provvisoria pari a 50,00 euro.

Articolo 16

Vite utili ai fini regolatori

- 16.1 Per la determinazione della quota annua di ammortamento riconosciuta ai fini tariffari si applicano le durate convenzionali dei cespiti riportati nella Tabella 3.

SEZIONE II

REGOLAZIONE TARIFFARIA SERVIZI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 17

Ambito oggettivo di applicazione

- 17.1 La presente Sezione II reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:
- a) distribuzione del gas naturale da metanodotto e a mezzo carro bombolaio;
 - b) misura del gas naturale.
- 17.2 La regolazione dei corrispettivi di cui al comma 17.1 è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti nella RQDG 2014-2019 e nei codici di rete.

TITOLO 2

DISPOSIZIONI SPECIFICHE PER LE GESTIONI D'AMBITO

Articolo 18

Decorrenze

- 18.1 Le disposizioni per le gestioni d'ambito si applicano a partire dalla data di affidamento come risulta dal contratto di servizio stipulato dalla stazione appaltante e dal gestore entrante.
- 18.2 Qualora la data di decorrenza dell'affidamento di cui al comma 18.1 non coincida con la data dell'1 gennaio dell'anno di riferimento, i corrispettivi riconosciuti si applicano con il criterio del *pro-die*.

Articolo 19

Tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per le gestioni d'ambito

- 19.1 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 per i primi due anni civili successivi all'anno di affidamento del servizio mediante gara d'ambito è fissato pari a 0%.
- 19.2 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 successivi a quelli individuati al comma 19.1 è fissato pari a quello previsto per le vecchie gestioni comunali o sovracomunali per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti.

Articolo 20

Trattamento dello stock di contributi esistente al 31 dicembre 2011 per le gestioni d'ambito

- 20.1 Con riferimento allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019 si applica il regime di degrado graduale, attuato secondo le modalità indicate nell'Articolo 14.

Articolo 21

Valore iniziale delle immobilizzazioni di località a seguito dell'affidamento mediante gara d'ambito

- 21.1 Il valore iniziale, per il periodo di affidamento, delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, riferito al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio mediante gara, è calcolato sulla base del:
- a) valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11 riconosciuto al gestore uscente, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente, secondo quanto precisato al successivo Articolo 24;
 - b) valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori negli altri casi.

Articolo 22

Trattamenti di casi di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore

- 22.1 Nei casi di cui al comma 21.1, lettera b), qualora il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete risulti inferiore del 25% rispetto al valore unitario per metro di rete determinato in via parametrica secondo la formula riportata all'Articolo 23, il valore iniziale, per il periodo di affidamento, delle immobilizzazioni nette viene calcolato in funzione del valore lordo parametrico di cui all'Articolo 23, applicando un coefficiente pari a 0,75.
- 22.2 Le disposizioni di cui al comma 22.1 si applicano anche ai cespiti di proprietà degli Enti locali concedenti, con le medesime decorrenze previste per i cespiti soggetti a trasferimento dal gestore uscente al gestore entrante.

Articolo 23

Valore parametrico delle immobilizzazioni lorde

- 23.1 Il valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località per i servizi di distribuzione e misura è determinato secondo la seguente formula:

$$\bar{Y}_i = 72,95 \times D_1 + 84,71 \times D_2 + 714,96 \times (D_1 X_i) + 1049,83 \times (D_2 X_i) + 1281,45 \times (D_3 X_i)$$

dove:

\bar{Y}_i rappresenta il valore stimato dell'immobilizzato lordo per metro di rete per ciascuna località i ;

$$D_1 = \begin{cases} 0 & \text{se la località } i \text{ ha un'altitudine superiore a 600 metri o ha un numero di} \\ & \text{punti di riconsegna superiore a 50 mila;} \\ 1 & \text{se la località } i \text{ ha un'altitudine inferiore o uguale a 600 metri e ha un} \\ & \text{numero di punti di riconsegna inferiore o uguale a 50 mila;} \end{cases}$$

$$D_2 = \begin{cases} 0 & \text{se la località } i \text{ ha un'altitudine inferiore o uguale a 600 metri o ha un} \\ & \text{numero di punti di riconsegna superiore a 50 mila} \\ 1 & \text{se la località } i \text{ ha un'altitudine superiore a 600 metri e ha un numero di} \\ & \text{punti di riconsegna inferiore o uguale a 50 mila;} \end{cases}$$

$$D_3 = \begin{cases} 0 & \text{se la località } i \text{ ha un numero di punti di riconsegna inferiore o uguale a} \\ & \text{50 mila} \\ 1 & \text{se la località } i \text{ ha un numero di punti di riconsegna superiore a 50 mila;} \end{cases}$$

X_i rappresenta la densità, espressa in punti di riconsegna per metro di rete, per ciascuna località i .

Articolo 24

Profili soggettivi di gestore entrante e gestore uscente

- 24.1 Ai fini della valutazione del profilo soggettivo di gestore entrante e gestore uscente, nel caso di raggruppamenti temporanei sono valutati come gestore uscente o gestore entrante gli interi perimetri delle società appartenenti ai raggruppamenti medesimi.
- 24.2 Ai fini della valutazione del profilo soggettivo di gestore entrante e gestore uscente si considera la nozione di gruppo societario, quale insieme di società tra le quali sussistano situazioni di controllo ai sensi dell'articolo 26 del decreto legislativo n. 127/91.
- 24.3 Nel caso di partecipazioni del gestore entrante nel gestore uscente che non rientrino nelle fattispecie di cui al comma 24.2, il valore iniziale di cui al comma 21.1 viene determinato:
- a) sulla base del valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori, di cui al comma 21.1, lettera b), per una quota del valore dei cespiti pari alla quota della partecipazione detenuta;
 - b) sulla base del valore di rimborso, di cui al comma 21.1, lettera a), per la quota del valore dei cespiti residua rispetto a quella identificata alla precedente lettera a).

Articolo 25

Stratificazione del valore di rimborso

- 25.1 Il valore di rimborso relativo ai cespiti in esercizio al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio è stratificato per tipologia di cespiti e per anno di entrata in esercizio.
- 25.2 La stratificazione per tipologia di cespiti e per anno di entrata in esercizio è effettuata sulla base delle risultanze dello stato di consistenza e/o delle perizie di stima, se disponibili in modo completo e a condizione che la stratificazione sia pubblicata nel bando di gara.
- 25.3 Nel caso in cui non siano disponibili informazioni puntuali desumibili dallo stato di consistenza e/o dalle perizie di stima o nel caso in cui la stratificazione non sia stata pubblicata nel bando di gara trova applicazione la stratificazione *standard* definita con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture.
- 25.4 La stratificazione *standard* di cui al comma 25.3 è differenziata in funzione dell'anno di prima fornitura delle località servite.
- 25.5 Le disposizioni sulla stratificazione *standard* di cui ai precedenti commi si applicano anche ai casi di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore, di cui all'Articolo 22.

Articolo 26

Valorizzazione delle immobilizzazioni nette di località a conclusione del primo periodo di affidamento

- 26.1 Il valore di rimborso, di cui all'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, al termine del primo periodo di affidamento d'ambito è determinato come somma di:
- a) valore residuo dello *stock* esistente a inizio periodo di affidamento, valutato per tutti i cespiti soggetti a trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante nel secondo periodo di affidamento in funzione del valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento;
 - b) valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo, valutati sulla base del criterio del costo storico rivalutato per il periodo in cui gli investimenti sono riconosciuti a consuntivo, come previsto dall'Articolo 56 della RTDG e come media tra il valore netto determinato sulla base del criterio del costo storico rivalutato e il valore netto determinato sulla base delle metodologie di valutazione a costi *standard*, secondo quanto previsto dal comma 3.1 della deliberazione 573/2013/R/GAS, per il periodo successivo.

Articolo 27

Misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare d'ambito

- 27.1 Nei casi di scadenza dell'affidamento posteriore alla data di affidamento del servizio per ambito, di cui all'articolo 3 del decreto 19 gennaio 2011, il gestore subentrante può presentare istanza per l'applicazione degli incentivi per l'anticipata risoluzione previsti dal medesimo articolo 3 del decreto 19 gennaio 2011.
- 27.2 L'istanza di cui al comma 27.1 deve essere corredata da:
- business plan* dettagliato che evidenzia, per ciascun anno residuo della vecchia concessione comunale o sovracomunale, costi e benefici connessi all'aggregazione dell'*enclave* nella gestione d'ambito;
 - valutazione di analisi costi e benefici riferita agli utenti del servizio dell'ambito.
- 27.3 L'Autorità, sulla base delle informazioni disponibili, valuta i benefici netti connessi all'anticipata risoluzione e riconosce un incentivo non superiore al 50% dei benefici attesi per gli utenti del servizio.
- 27.4 Le disposizioni del presente articolo si applicano solo nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente.

TITOLO 3

TARIFFA DI RIFERIMENTO

Articolo 28

Tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione

- 28.1 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è denominata tariffa *TVD* ed è composta, in ciascun anno t , dalle seguenti componenti:
- $t(cen)_t^{cap}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate, come riportata nella Tabella 5;
 - $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località i a regime nell'anno t ;

- c) $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località i a regime nell'anno t ;
 - d) $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione fornito nelle località a regime nell'anno t , che risultano gestite sulla base delle vecchie concessioni comunali o sovracomunali. Tale componente è differenziata in base alla densità d e alla classe dimensionale r , relativa al perimetro servito da ciascuna impresa distributrice nell'anno $t-1$, come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati. I valori della componente sono riportati nella Tabella 4;
 - e) $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione fornito nelle località a regime nell'anno t , che risultano gestite sulla base di gestioni d'ambito. Tale componente è differenziata in base alla densità d , relativa al perimetro servito in gestione d'ambito nell'anno $t-1$, come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati e all'ambito di concessione g . I valori della componente sono riportati nella Tabella 4;
 - f) $t(dis)_{t,g}^{cou}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'una tantum di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto 12 novembre 2011, relativi all'anno t e riferiti all'ambito g ;
 - g) $t(dis)_{t,g}^{coa}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, relativi all'anno t e riferiti all'ambito g .
- 28.2 Il corrispettivo unitario $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione del gas, per le località con scadenza dell'affidamento successiva alla gara d'ambito non può risultare superiore al corrispettivo $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ che si applicherebbe qualora le località venissero considerate come appartenenti al perimetro a gestione comunale e sovracomunale. Tale disposizione trova applicazione fino alla data di effettivo passaggio a gestione per ambito di tali località.

Articolo 29

Tariffa di riferimento per il servizio di misura

- 29.1 La tariffa di riferimento per il servizio di misura è denominata tariffa *TVM* ed è composta dalle seguenti componenti:

- a) $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura, per le località i a regime nell'anno t ;
- b) $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura, per le località i a regime nell'anno t ;
- c) $t(ins)_t^{ope,b}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di tutti i gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 e dei gruppi di misura di classe maggiore a G6 non conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. I valori della componente sono riportati nella Tabella 5;
- d) $t(ins)_t^{ope,v}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. I valori della componente sono riportati nella Tabella 5;
- e) $t(rac)_t^{ope}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure. I valori della componente sono riportati nella Tabella 5;
- f) $TEL_{t,c}$, espressa in euro, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione, che trova applicazione fino all'anno 2017;
- g) $CON_{t,c}$, espressa in euro a copertura dei costi dei concentratori, che trova applicazione fino all'anno 2017.

29.2 A partire dall'anno 2018 a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori trovano applicazione le componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, espresse in euro per punto di riconsegna.

Articolo 30

Tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura

30.1 La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura, è denominata COT ed è composta dalla componente $t(cot)_t$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione e della misura. I valori della componente $t(cot)_t$ sono riportati nella Tabella 5.

Articolo 31

Disposizioni per le località in avviamento

31.1 Per le località in avviamento:

- in luogo delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relative al servizio di distribuzione, $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$, è previsto il riconoscimento di un ammontare $CAP_{t,c,i}^{avv,dis}$, calcolato sulla base dei costi effettivi sostenuti, espresso in euro;
- in luogo delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relative al servizio di misura, $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$, è previsto il riconoscimento di un ammontare $CAP_{t,c,i}^{avv,mis}$, calcolato sulla base dei costi effettivi sostenuti, espresso in euro;
- in luogo della componente a copertura dei costi operativi di località $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ è riconosciuta la componente $t(dis)_t^{avv}$, come riportati nella Tabella 5.

31.2 A partire dall'anno 2018 si applica un tetto all'ammontare dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale nelle località in avviamento, determinato sulla base del procedimento di cui al comma 3.2 della deliberazione 573/2013/R/gas.

31.3 Il tetto di cui al comma 31.2 trova applicazione anche negli anni successivi al primo triennio ed è rappresentato da una soglia massima in termini di spesa per utente servito pari a 5.250 euro/pdr, espressa a prezzi 2017. Tale tetto, nel caso in cui una quota degli investimenti sia coperta con contributi pubblici, trova applicazione con riferimento alla restante quota degli investimenti che non sia coperta da contributi pubblici.

31.4 Il tetto all'ammontare dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale trova applicazione sia con riferimento alle imprese distributrici che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia con riferimento alle imprese distributrici che si aggiudicano le gare per l'affidamento del servizio per ambito territoriale minimo.

31.5 Il valore del tetto di cui al comma 31.3 viene aggiornato annualmente in funzione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat.

TITOLO 4

VINCOLI AI RICAVI AMMESSI

Articolo 32

Composizione del vincolo ai ricavi ammessi di impresa

- 32.1 Per ciascuna impresa distributrice c , in ciascun anno t , è determinato un vincolo ai ricavi ammessi $VRT_{t,c}$ a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura.
- 32.2 Il vincolo ai ricavi ammessi $VRT_{t,c}$ è composto da tre parti:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione $VRD_{t,c}$;
 - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura $VRM_{t,c}$;
 - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura $VRC_{t,c}$.

Articolo 33

Composizione del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione

- 33.1 Il vincolo ai ricavi ammessi $VRD_{t,c}$ è suddiviso in due elementi:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati $VRD_{t,c}^{CEN}$;
 - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località $VRD_{t,c}^{LOC}$.

Articolo 34

Vincolo a copertura dei costi centralizzati del servizio di distribuzione

- 34.1 Per ciascun anno t del periodo di regolazione 2014-2019 e per ciascuna impresa distributrice c il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati è determinato secondo la seguente formula:

$$VRD_{t,c}^{CEN} = t(cen)_t^{cap} \cdot NUA_{t,c}^{eff}$$

dove

- $NUA_{t,c}^{eff}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t .

Articolo 35

Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di distribuzione

35.1 Per ciascun anno t e per ciascuna impresa distributrice c , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località $VRD_{t,c}^{LOC}$ è determinato secondo la seguente formula:

$$\begin{aligned}
 VRD_{t,c}^{LOC} = & \sum_i \left[t(dis)_{t,c,i}^{rem} + t(dis)_{t,c,i}^{amm} \right] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + \sum_i t(dis)_{t,d,r}^{ope} \cdot NUA_{t,c,i}^{eff,reg} \cdot \omega_{t,i} + \\
 & + t(dis)_t^{avv} \cdot NUA_{t,c}^{eff,avv} + \sum_i CAP_i^{avv,dis} + \left[t(dis)_{t,g}^{cou} + t(dis)_{t,g}^{coa} \right] \cdot (1 - \omega_{t,i}) \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + \\
 & + \sum_i t(dis)_{t,d,g}^{ope} \cdot NUA_{t,c}^{eff,reg} \cdot (1 - \omega_{t,i})
 \end{aligned}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$, con riferimento alle località a regime nell'anno t , il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t assunto pari al dato relativo all'anno $t-2$;
- $NUA_{t,c}^{eff,reg}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c nelle località a regime nell'anno t , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t ;
- $NUA_{t,c}^{eff,avv}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c nelle località in avviamento nell'anno t , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t ;
- $CAP_i^{avv,dis}$ è un valore in euro, pari alla somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di distribuzione, calcolato per la località i in avviamento nell'anno t ;

- $\omega_{t,i}$ è la frazione d'anno (rapportata a 365 o 366 giorni, negli anni bisestili) in cui nell'anno t una località è stata gestita in base alle vecchie gestioni comunali o sovracomunali.

Articolo 36

Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura

36.1 Per ciascun anno t e per ciascuna impresa distributrice c , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura $VRM_{t,c}$ è suddiviso in due elementi:

- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati del servizio di misura $VRM_{t,c}^{CEN}$;
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località $VRM_{t,c}^{LOC}$.

Articolo 37

Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di centralizzati relativi al servizio di misura

37.1 Fino all'anno 2017, per ciascun anno t e per ciascuna impresa distributrice c , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura è determinato secondo la seguente formula:

$$VRM_{t,c}^{cen} = TEL_{t,c} + CON_{t,c}$$

Articolo 38

Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di misura

38.1 Per ciascun anno t e per ciascuna impresa distributrice c , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di misura è determinato secondo la seguente formula:

$$\begin{aligned} VRM_{t,c}^{LOC} = & \sum_i \left[t(mis)_{t,c,i}^{rem} + t(mis)_{t,c,i}^{amm} \right] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + \\ & + \left[t(ins)_t^{ope,b} + t(rac)_t^{ope} \right] \cdot (NUA_{t,c}^{eff} - NUA_{t,c}^{eff, >G6}) + \left[t(ins)_t^{ope,v} + t(rac)_t^{ope} \right] \cdot NUA_{t,c}^{eff, >G6} + \\ & + \sum_i CAP_i^{avv,mis} \end{aligned}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$, con riferimento alle località a regime nell'anno t , il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t assunto pari al dato relativo all'anno $t-2$;
- $NUA_{t,c}^{eff}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t ;
- $NUA_{t,c}^{eff,>G6}$ è il numero di punti di riconsegna attivi, dotati di misuratore conforme ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, di classe superiore a G6, effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t ;
- $CAP_i^{avv,mis}$ è un valore in euro, pari alla somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di misura, calcolato, per la località i in avviamento nell'anno t .

Articolo 39

Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi relativi alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura

39.1 Per ciascun anno t e per ciascuna impresa distributrice c , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale è determinato secondo la seguente formula:

$$VRC_{t,c} = t(cot)_t \cdot NUA_{t,c}^{eff}$$

dove

- $NUA_{t,c}^{eff}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t .

TITOLO 5

TARIFFE OBBLIGATORIE

Articolo 40

Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura

- 40.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 17.1 una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi ai servizi di distribuzione, misura e commercializzazione.
- 40.2 Le tariffe sono differenziate per ambito tariffario, come definito al successivo Articolo 41, e riflettono i costi del servizio in ciascuno di tali ambiti.
- 40.3 La tariffa obbligatoria è composta dalle seguenti componenti differenziate per ambito tariffario:
- a) τ_1 , composta dagli elementi $\tau_1(dis)$, $\tau_1(mis)$, $\tau_1(cot)$, espressi in euro per punto di riconsegna;
 - b) τ_3 , composta dall'elemento $\tau_3^f(dis)$, espresso in centesimi di euro per *standard* metro cubo, differenziato per scaglione di consumo f , come riportati nella Tabella 6;
 - c) GS , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
 - d) RE , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri che gravano sul *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*, di cui all'Articolo 71, sul *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento*, di cui all'Articolo 75 e sul *Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale*, di cui all'articolo 68 del TIT;
 - e) RS , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul *Conto per la qualità dei servizi gas*, di cui all'Articolo 72;
 - f) UG_1 , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
 - g) UG_2 , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo e in euro per punto di riconsegna, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
 - h) UG_3 , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, pari alla somma degli elementi:

- i. UG_{3INT} , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione di cui all'articolo 12bis del TIMG;
 - ii. UG_{3UI} , a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il FDD, di cui all'articolo 37 del TIVG, e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza, limitatamente ai clienti finali non disalimentabili;
 - iii. UG_{3FT} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 363/2012/R/GAS;
- i) ST , espressa in euro per punto di riconsegna, relativa allo sconto tariffario di gara di cui all'articolo 13 del decreto 12 novembre 2011;
 - j) VR , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della differenza tra VIR e RAB .

- 40.4 L'elemento $\tau_1(dis)$, espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura di quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione.
- 40.5 L'elemento $\tau_3^f(dis)$, espresso in centesimi di euro per *standard metro cubo*, articolato per scaglioni tariffari, secondo quanto riportato nella Tabella 6, è destinato alla copertura dei costi operativi e della quota parte dei costi di capitale che non trovano copertura dall'applicazione delle quote fisse di cui al comma 40.4.
- 40.6 L'elemento $\tau_3^f(dis)$ è ottenuto moltiplicando i corrispettivi dell'articolazione tariffaria di riferimento, come riportati nella Tabella 7, per i coefficienti correttivi $\varepsilon_{i,s}$ dell'ambito tariffario s .
- 40.7 L'elemento $\tau_1(mis)$, espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura ed è differenziato per ambito tariffario.
- 40.8 L'elemento $\tau_1(cot)$, espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi del servizio di commercializzazione ed è uguale in tutto il territorio nazionale.
- 40.9 Le componenti $\tau_1(dis)$ e $\tau_1(mis)$ sono articolate per scaglioni, come individuati nella Tabella 8.
- 40.10 La componente GS , di cui al comma 40.3, lettera c), è posta pari a zero per i punti di riconsegna nella titolarità di clienti domestici, come individuati ai sensi del comma 2.3, lettera a), del TIVG.

Articolo 41

Ambito tariffario

41.1 L'ambito tariffario è l'area geografica dove trovano applicazione le medesime tariffe per i servizi di distribuzione e misura.

41.2 Sono identificati i seguenti ambiti tariffari:

- *Ambito nord occidentale*, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- *Ambito nord orientale*, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia – Romagna;
- *Ambito centrale*, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- *Ambito centro-sud orientale*, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- *Ambito centro-sud occidentale*, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- *Ambito meridionale*, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

TITOLO 6

MECCANISMI DI PEREQUAZIONE

Articolo 42

Perequazione

42.1 La perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione e di misura per gli anni 2014-2019 si articola in:

- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
- b) perequazione dei costi relativi al servizio di misura.

42.2 Le perequazioni di cui al comma 42.1 si applicano a tutte le imprese distributrici.

42.3 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità. Ogni eventuale contestazione circa le modalità di applicazione dei meccanismi di perequazione e di raccolta delle relative informazioni è demandata alla valutazione e decisione dell'Autorità.

Articolo 43

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importo a consuntivo

43.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione $PD_{t,c}$, riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributrice, relativo al meccanismo di cui al comma 42.1, lettera a) , è pari a:

$$PD_{t,c} = VRD_{t,c} - RE_{t,c} - \sum_b PD_{t,c,b}^{acc} - DEF_{t,c}$$

dove:

- $RE_{t,c}$ è il ricavo effettivo di competenza dell'anno t , ottenuto dall'applicazione delle tariffe obbligatorie ai clienti titolari dei contratti per il servizio di distribuzione, al lordo della componente ST , nei punti di riconsegna serviti dall'impresa c nel medesimo anno;
- $PD_{t,c,b}^{acc}$ è la somma degli ammontari di perequazione in acconto per ciascun bimestre b , calcolato ai sensi del successivo comma 45.1;
- $DEF_{t,c}$ è l'ammontare equivalente ai ricavi relativi all'anno t , derivanti dall'applicazione della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione misura e relativa commercializzazione, riferito ai punti di riconsegna per i quali l'impresa non abbia portato ad esito la disalimentazione fisica di cui al comma 40.2 del TIVG, nei termini previsti dal medesimo comma, determinato ai sensi dell'Articolo 43 del TIVG.

Articolo 44

Perequazione dei costi relativi al servizio di misura

44.1 In ciascun anno t , l'ammontare di perequazione $PM_{t,c}$, riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributrice, relativo al meccanismo di cui al comma 42.1, lettera b) è pari a:

$$PM_{t,c} = CS_{t,c}^{switch} - RE_{t,c}^{switch} + VRM_{t,c} - RE_{t,c}^{mis} - RPM_{t,c}$$

dove:

- $CS_{t,c}^{switch}$ è il costo *standard* per le letture di *switch*, in eccedenza al numero di letture di *switch* dell'anno 2011, effettuate nell'anno t dall'impresa distributrice c , ottenuto dal prodotto del corrispettivo unitario per *switch*,

fissato dall’Autorità per l’anno t pari a 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive dell’anno t ;

- $RE_{t,c}^{switch}$ è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria $\tau_I(mis)$ destinata alla copertura dell’incremento del numero di letture di *switch* rispetto all’anno 2011, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RE_{t,c}^{mis}$ è il ricavo conseguito applicando la componente tariffaria $\tau_I(mis)$ al netto della componente a copertura dei costi di *switch*, assunta pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RPM_{t,c}$ è la penale relativa a ciascuna impresa distributrice c , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. In termini formali:

$$RPM_{t,c} = \sum_g \max(\Delta N_c^g; 0) * P_g$$

con:

- P_g è la penale unitaria per singolo gruppo di misura, appartenente alla classe g non installato nei termini previsti, il cui valore è riportato nella Tabella 9;
- $\Delta N_c^g = \min(N_c^g \Big|_{previsti} - N_c^g \Big|_{installati}; 0,5 * N_c^g \Big|_{previsti})$

dove

- $N_c^g \Big|_{previsti}$ è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe g , serviti dall’impresa distributrice c , per i quali entro il 31 dicembre dell’anno t è prevista, ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, l’installazione di gruppi di misura aventi i requisiti minimi definiti nella medesima deliberazione;
- $N_c^g \Big|_{installati}$ è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe g , serviti dall’impresa distributrice c , per i quali entro il 31 dicembre dell’anno t è stato messo in servizio un gruppo di misura avente i requisiti minimi di cui alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

44.2 Nei casi in cui, per la singola impresa distributrice, risulti:

$$\sum_g N_c^g \Big|_{previsti} - \sum_g N_c^g \Big|_{installati} > 0,5 * \sum_g N_c^g \Big|_{previsti}$$

l'Autorità avvia un procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione per inottemperanza alle disposizioni di cui al comma 10.1 delle *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* in relazione all'inadempienza eccedente la quota oggetto di penale.

- 44.3 Con riferimento a classi di gruppo di misura inferiori a G40, il termine ΔN_c^g nella formula per il calcolo del parametro *RPM* di cui all'articolo 44, comma 1, è definito come segue:

$$\Delta N_c^g = \min\left(0,98 * \left(N_c^g \Big|_{\text{previsti}} - N_c^g \Big|_{\text{installati}}\right); 0,5 * N_c^g \Big|_{\text{previsti}}\right)$$

con $0,98 * \left(N_c^g \Big|_{\text{previsti}} - N_c^g \Big|_{\text{installati}}\right)$ approssimato per difetto a numero intero.

- 44.4 Limitatamente all'anno 2014, ai fini del calcolo della penale *RPM* di cui all'articolo 44, comma 1, i gruppi di misura di classe G16 e G25 vengono considerati come appartenenti ad un'unica categoria *g* che raggruppa le due classi, con l'applicazione di una penale unitaria P_g pari a 17 euro.

Articolo 45

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importi in acconto.

- 45.1 In ciascun anno *t* e per ciascuna impresa distributrice *c*, l'Autorità determina entro il 31 gennaio un ammontare di perequazione bimestrale d'acconto $PD_{t,c,b}^{acc}$, calcolato secondo la seguente formula:

$$PD_{t,c,b}^{acc} = (VRD_{t,c}^{att} - RE_{t,c}^{att}) \cdot \frac{1}{6}$$

dove:

- VRD_c^{att} è il valore del vincolo ai ricavi ammessi per l'impresa di distributrice *c*, atteso per l'anno *t*, come stimato dall'Autorità;
- RE_c^{att} è il ricavo atteso per l'anno *t*, stimato dall'Autorità, derivante dall'applicazione della tariffa obbligatoria.

Articolo 46

Quantificazione ed erogazione dei saldi di perequazione

- 46.1 Entro quindici giorni lavorativi dalla chiusura di ciascun bimestre le imprese distributrici, i cui importi in acconto $PD_{t,c,b}^{acc}$, di cui al comma 45.1, sono negativi, versano alla Cassa quanto dovuto.

- 46.2 Entro trenta giorni lavorativi dalla chiusura del bimestre la Cassa provvede a erogare gli importi in acconto di cui al comma 45.1.
- 46.3 Annualmente la Cassa provvede alla quantificazione dei saldi di perequazione di cui al comma 43.1 e al comma 44.1.
- 46.4 Ai fini di quanto previsto dal comma 46.3 ciascuna impresa distributrice, entro il 31 luglio di ogni anno, fa pervenire alla Cassa, con le modalità da questa definite in coerenza con le disposizioni del presente Titolo, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente.
- 46.5 Nel caso in cui l'impresa distributrice non rispetti il termine di cui al comma 46.3, la Cassa provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo a una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema all'impresa distributrice inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dalla stessa al sistema di perequazione nel suo complesso.
- 46.6 La Cassa comunica in via preliminare entro il 15 settembre di ciascun anno all'Autorità e a ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di perequazione, a consuntivo, di cui al comma 43.1 e al comma 44.1, e degli acconti ai sensi di quanto disposto dai commi 46.1 e 46.2. Entro il 31 ottobre di ciascun anno la Cassa comunica in via definitiva all'Autorità e a ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di perequazione, a consuntivo, di cui al comma 43.1 e al comma 44.1, e degli acconti ai sensi di quanto disposto dai commi 46.1 e 46.2.
- 46.7 Ciascuna impresa distributrice, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione a consuntivo, entro il 30 novembre di ogni anno, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.
- 46.8 La Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione a consuntivo, entro il 15 dicembre di ogni anno eroga quanto dovuto a ciascuna impresa distributrice. Nel caso in cui le disponibilità del conto di cui all'Articolo 73 non siano sufficienti a erogare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità dei conti suddetti.
- 46.9 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese distributrici in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine di cui al comma 46.8, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.
- 46.10 Ai fini della perequazione, eventuali richieste di rettifica dei dati inviati da parte delle imprese distributrici alla Cassa, se successive alla scadenza del 30 settembre, comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa

distributrice che richiede la rettifica, pari all'1% del valore economico della rettifica medesima, con un minimo definito pari a 1.000,00 euro. Tale disposizione trova applicazione con riferimento a rettifiche non aventi impatto ai fini tariffari, già oggetto di indennità amministrativa ai sensi della RTDG.

46.11 I versamenti alla Cassa per gli importi derivanti da rettifiche per errori di comunicazione delle informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione sono maggiorati secondo le modalità operative definite dalla Cassa.

TITOLO 7

AGGIORNAMENTO DELLE COMPONENTI DELLA TARIFFA DI RIFERIMENTO

Articolo 47

Aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione

47.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$, e $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ a copertura dei costi operativi, applicando:

- a) 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;
- b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, di cui al comma 11.1, per le vecchie gestioni comunali o sovracomunali;
- c) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, di cui all'Articolo 19, per le gestioni d'ambito;
- d) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Articolo 48

Aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,g}^{cou}$ e $t(dis)_{t,g}^{coa}$

48.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019 le componenti, $t(dis)_{t,g}^{cou}$ e $t(dis)_{t,g}^{coa}$ sono aggiornate per gli anni del periodo di

affidamento successivi al primo 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.

Articolo 49

Aggiornamento della componente $t(dis)_t^{avv}$

- 49.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la componente $t(dis)_t^{avv}$ a copertura dei costi operativi nelle località in avviamento, applicando:
- a) 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;
 - b) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Articolo 50

Aggiornamento delle componenti $t(ins)_t^{ope,b}$, $t(rac)_t^{ope}$, $t(cot)_t$ a copertura dei costi operativi dei servizi di commercializzazione e di misura

- 50.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti $t(ins)_t^{ope,b}$, $t(rac)_t^{ope}$, $t(cot)_t$ a copertura dei costi operativi, applicando:
- a) 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;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, di cui al comma 11.2;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Articolo 51

Aggiornamento della componente $t(ins)_t^{ope,v}$

51.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente $t(ins)_t^{ope,v}$ a copertura dei costi operativi di base, applicando le regole previste dall'Articolo 50 per la componente $t(ins)_t^{ope,b}$ e le regole previste dall'Articolo 15, in relazione alla maggiorazione $\Delta CVER_{unit,t}$.

Articolo 52

Aggiornamento delle componenti $t(cen)_t^{cap}$ a copertura dei costi di capitale centralizzati

52.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la componente $t(cen)_t^{cap}$, in funzione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat.

Articolo 53

Aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ a copertura dei costi di capitale di località

53.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ a remunerazione del capitale investito, in funzione:

- a) del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) del tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti netti realizzati dalla singola impresa distributrice c nelle singole località i nell'anno $t-1$, determinato in base a quanto disposto dall'Articolo 56;
- c) del tasso di variazione collegato ai nuovi contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati percepiti, indipendentemente dal trattamento contabile;

- d) del tasso di variazione collegato al degrado dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012;
- e) limitatamente alle imprese che hanno optato, secondo quanto previsto dal comma 2.2 , lettera b) della deliberazione 573/2013/R/gas, per l'opzione degrado dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, del tasso di variazione collegato al degrado dei contributi pubblici e privati percepiti prima dell'anno 2012, calcolato in applicazione delle disposizioni dell'Articolo 14;
- f) del tasso di variazione collegato alla variazione del perimetro di applicazione della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dall'articolo 45 della RTDG 2009-2012;
- g) del tasso di variazione collegato a operazioni di riclassificazione di reti del gas, valutate in modo da assicurare continuità ed evitare duplicazioni nei conteggi dei riconoscimenti dei costi di capitale. Il valore dei cespiti oggetto di riclassificazione da rete di trasporto regionale a rete di distribuzione è assunto pari al valore delle immobilizzazioni nette al netto dei contributi in continuità con quanto riconosciuto nella regolazione tariffaria del servizio di trasporto, in applicazione della RTTG.

Articolo 54

Aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ a copertura dei costi di capitale di località

54.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ a copertura degli ammortamenti, in funzione:

- a) del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) del tasso di variazione collegato agli investimenti lordi, al netto dei contributi pubblici e privati percepiti, indipendentemente dal trattamento contabile, entrati in esercizio nell'anno $t-1$;
- c) del tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile regolatoria dei cespiti nell'anno $t-1$, con l'esclusione delle dismissioni di gruppi di misura convenzionali sostituiti con gruppi di misura elettronici ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* nell'anno $t-1$, secondo le disposizioni dell'Articolo 57;

- d) limitatamente alle imprese che hanno optato, secondo quanto previsto dal comma 2.2, lettera b), della deliberazione 573/2013/R/gas, per l'opzione degrado dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, calcolato in applicazione delle disposizioni della RTDG 2009-2012, del tasso di variazione collegato all'applicazione del meccanismo di gradualità di cui all'Articolo 14 e del tasso di variazione collegato alla riduzione dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 per effetto del completamento del processo di degrado;
- e) del tasso di variazione collegato alla variazione delle immobilizzazioni lorde conseguente a operazioni di riclassificazione di reti del gas, calcolato, nel caso di riclassificazione di reti di trasporto regionale in reti di distribuzione del gas, secondo criteri convenzionali definiti con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità.

Articolo 55

Aggiornamento delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori

- 55.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, a partire dall'anno 2018, l'Autorità aggiorna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti le componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, secondo modalità che saranno definite in un successivo provvedimento.

Articolo 56

Criteri per la valorizzazione dei nuovi investimenti

- 56.1 Ai fini degli aggiornamenti annuali, gli investimenti relativi al servizio di distribuzione e misura fino all'anno 2017 sono valutati a consuntivo.
- 56.2 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* sono valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard*, come fissato nella Tabella 10, espresso a prezzi 2011, aggiornato sulla base del tasso di variazione medio del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.
- 56.3 Gli investimenti relativi a gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 effettuati fino all'anno 2016, in deroga a quanto previsto dal comma 56.2, sono valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo *standard* relativo all'anno 2012, come fissato nella Tabella 10.

Articolo 57

Disposizioni in materia di dismissioni di gruppi di misura in attuazione delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas

- 57.1 Ai fini dell'aggiornamento dello *stock* di capitale investito esistente, le dismissioni di gruppi di misura effettuate in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* sono convenzionalmente portate in diminuzione della stratificazione dei valori netti storici a partire dai valori delle immobilizzazioni nette relative ai cespiti di più antica installazione.
- 57.2 Ai fini dell'aggiornamento della quota parte della componente a copertura degli ammortamenti, il riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura tradizionali di classe minore o uguale a G6 dismessi e sostituiti con misuratori elettronici ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, come modificata e integrata, è posto:
- a) pari a zero, laddove ricorra una delle seguenti condizioni:
 - i) il gruppo di misura sostituito sia stato installato da almeno 15 anni;
 - ii) il gruppo di misura sostituito sia stato installato successivamente al termine di cui al comma 10.4 delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*;
 - b) pari alle quote di ammortamento residue fino a 15 anni di vita utile, in tutti gli altri casi.

TITOLO 8

AGGIORNAMENTO ANNUALE DELLE TARIFFE OBBLIGATORIE

Articolo 58

Aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie

- 58.1 L'Autorità, a partire dall'anno 2018, entro il 15 dicembre di ciascun anno, aggiorna le componenti τ_1 e τ_3 , in coerenza con le disposizioni previste dal Titolo 7 relative alle tariffe di riferimento.

TITOLO 9

DISPOSIZIONI PARTICOLARI

Articolo 59

Riconoscimento maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione

- 59.1 Gli oneri connessi al pagamento di canoni di concessione di norma non sono oggetto di riconoscimento tariffario, ad eccezione dei casi in cui siano espressamente previsti da disposizioni normative primarie nazionali, regionali o delle province autonome.
- 59.2 Qualora i Comuni concedenti abbiano incrementato il canone delle concessioni di distribuzione ai sensi di quanto previsto dal comma 4, articolo 46-bis, del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, le imprese distributrici interessate possono presentare apposita istanza all'Autorità per il riconoscimento dei maggiori oneri derivanti per effetto di tali disposizioni, nei termini previsti dal comma 2.1.
- 59.3 Con riferimento alle disposizioni del comma 59.2, l'Autorità riconosce i maggiori oneri qualora ricorrano le seguenti condizioni:
- sia fornita da parte delle imprese distributrici idonea documentazione relativa all'attivazione da parte dei Comuni dei meccanismi di tutela nei confronti delle fasce deboli di utenti, cui, secondo le disposizioni di legge, devono risultare destinati prioritariamente i fondi raccolti con l'incremento dei canoni;
 - il Comune non abbia assegnato una nuova concessione successivamente all'entrata in vigore della legge 29 novembre 2007, n.222;
 - la concessione deve essere scaduta.
- 59.4 L'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri di cui al comma 59.1, determinato per ciascuna impresa distributtrice c , con riferimento alla singola località i , $COL_{c,i}$, è calcolato secondo la seguente formula:

$$COL_{c,i} = \max \left\{ \left[0,1 * VRD_{07-08,c,i}^{170/04} - CAN_{0,c,i} \right] * (1 - GP_i); 0 \right\}$$

dove:

- $VRD_{07-08,c,i}^{170/04}$ è il vincolo ai ricavi determinato ai sensi delle disposizioni della deliberazione n. 170/04 per l'anno termico 2007-2008;
- $CAN_{0,c,i}$ è il valore del canone di concessione richiesto dal comune precedentemente l'aumento disposto ai sensi delle disposizioni del comma 4,

dell'articolo 46-bis, del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, all'impresa distributrice c , per la località i ;

- GP_i è il coefficiente che esprime il grado di proprietà delle reti da parte del Comune e può variare tra zero e uno. Assume valore uno quando il comune è interamente proprietario delle reti. Il grado di proprietà è determinato sulla base del valore delle singole componenti delle reti medesime, come risultante dall'esame dello stato delle consistenze fisiche e dai dati contabili.
- 59.5 Il riconoscimento dei maggiori oneri di cui al comma 59.2 è limitato al periodo che intercorre dalla data di efficacia dell'aumento del canone fino alla data in cui viene aggiudicata la nuova gara.
- 59.6 L'impresa distributrice può istituire un'apposita componente tariffaria a copertura dei maggiori oneri di cui al comma 59.2, denominata *canoni comunali*, di cui è data separata evidenza in bolletta. Tale componente tariffaria è espressa in euro per punto di riconsegna ed è applicata ai soli punti di riconsegna siti nell'ambito del territorio comunale dove è stata deliberata la maggiorazione. Il valore di tale componente tariffaria è determinato dividendo il valore di $COL_{c,i}$ per il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t , sulla base della miglior stima disponibile.
- 59.7 Nell'istanza di cui al comma 59.2 l'impresa distributrice propone per l'approvazione dell'Autorità il valore della componente $COL_{c,i}$.
- 59.8 Dei ricavi rinvenienti dall'applicazione della maggiorazione di cui al comma 59.2 è data separata evidenza contabile.

SEZIONE III

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI ASSETTO DEL SERVIZIO DI MISURA

TITOLO 1

SOGGETTI RESPONSABILI DEL SERVIZIO DI MISURA GAS NATURALE

Articolo 60

Responsabilità per installazione e manutenzione dei misuratori

60.1 Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

- a) con riferimento ai punti di consegna, l'impresa di distribuzione;
- b) con riferimento ai punti di riconsegna, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
- c) con riferimenti ai punti di interconnessione, l'impresa distributrice sottendente.

Articolo 61

Responsabilità per raccolta, validazione e registrazione dati di misura

61.1 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione dei dati di misura del gas è:

- a) con riferimento ai punti di consegna, l'impresa di trasporto;
- b) con riferimento ai punti di riconsegna, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
- c) con riferimenti ai punti di interconnessione, l'impresa distributrice sottendente.

Articolo 62

Disposizioni relativi ai dati di misura raccolti

62.1 Con riferimento ai punti di consegna, l'impresa distributrice è tenuta a rendere accessibili i gruppi di misura o rendere disponibili le misure secondo le specifiche definite dall'impresa di trasporto.

- 62.2 I dati di misura rilevati, validati e registrati nei punti di consegna e di riconsegna sono rilevanti ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di spacciamento, trasporto, distribuzione e vendita. Salvo il consenso scritto da parte del cliente finale i dati di misura rilevati nei punti di riconsegna non possono essere utilizzati per finalità diverse.
- 62.3 I dati di misura relativi ai punti di interconnessione sono resi disponibili dall'impresa distributrice che li rileva all'impresa distributrice sottesa e all'impresa di trasporto.

Articolo 63

Conservazione delle rilevazioni

- 63.1 Il responsabile dell'attività di raccolta, validazione e registrazione archivia e custodisce, ai fini regolatori, per un periodo minimo di 10 anni, i dati di misura del gas, in modalità tale per cui questi possano essere disponibili e riutilizzati a scopi di verifica e controllo dell'applicazione dei meccanismi tariffari vigenti e con finalità legate ai servizi regolati.
- 63.2 Qualora l'ambito di competenza del responsabile dell'attività di rilevazione e registrazione dei dati di misura risulti variato a seguito di cessioni e incorporazioni di attività, il soggetto cedente ha l'obbligo di trasferire integralmente gli archivi dei dati di misura al soggetto cessionario, contestualmente al perfezionamento della cessione, nel rispetto delle regole di riservatezza disposte dal TIUF.

SEZIONE IV

DISTRIBUZIONE DI GAS DIVERSI DAL NATURALE A MEZZO DI RETI CANALIZZATE

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 64

Ambito di applicazione

- 64.1 La presente Sezione IV definisce i criteri per la determinazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:
- a) distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate;
 - b) misura di gas diversi dal naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate.
- 64.2 Ai fini del presente provvedimento i gas diversi da gas naturale si suddividono nelle seguenti categorie:
- a) gas di petrolio liquefatti sono i gas di petrolio liquefatti e loro miscele, anche con aria;
 - b) gas manifatturati sono i gas manifatturati composti in prevalenza da propano o da gas naturale e i gas in condensabili da raffineria (di seguito: gas manifatturati).
- 64.3 Rientrano nell'ambito di applicazione della presente parte le reti canalizzate che siano gestite in concessione e servano almeno 300 punti di riconsegna dal primo anno successivo al raggiungimento di tale soglia.

TITOLO 2

OPZIONI TARIFFARIE

Articolo 65

Opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura

- 65.1 Le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e

manutenzione delle reti canalizzate per la distribuzione del gas e comprende anche il costo di eventuali serbatoi di alimentazione direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Non coprono invece i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione.

- 65.2 Ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale la quota parte del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete è calcolato in base ai valori riportati nella Tabella 5.
- 65.3 Le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale riflettono i costi del servizio, come determinati dall'Autorità, sono differenziate per *ambito gas diversi* e sono composte dalle seguenti componenti:
- a) ot_1 , espressa in euro per punto di riconsegna. L'esercente può differenziare la componente ot_1 per scaglione di consumo, nei limiti previsti dalla Tabella 6;
 - b) ot_3 , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo. L'esercente può articolare i corrispettivi per scaglioni di consumo f , in numero non superiore a otto, aventi come limiti i valori scelti tra quelli indicati nella Tabella 6;
 - c) $\tau_1(mis)$.
- 65.4 Qualora l'impresa distributrice intenda applicare valori delle componenti tariffarie ot_1 , ot_3 e $\tau_1(mis)$ inferiori a quelli fissati dall'Autorità, ne dà comunicazione scritta entro il 31 marzo dell'anno di applicazione.

Articolo 66

Periodo di avviamento

- 66.1 Nel periodo di avviamento, nelle singole località interessate, l'impresa distributrice applica opzioni tariffarie ot_1 , ot_3 e $\tau_1(mis)$ relative ai servizi di distribuzione e misura liberamente determinate.

TITOLO 3

AGGIORNAMENTO ANNUALE DELLE OPZIONI TARIFFARIE

Articolo 67

Aggiornamento annuale delle opzioni tariffarie

- 67.1 L'Autorità aggiorna annualmente, a partire dal 2018, le componenti ot_1 , ot_3 e $\tau_1(mis)$ in funzione dei tassi di variazione delle variabili che influenzano il costo del servizio, determinati in coerenza con le regole previste per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale.

SEZIONE V

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

Articolo 68

Disposizioni generali

- 68.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie GS , RE , RS , UG_1 , UG_2 e UG_3 ,

Articolo 69

Esazione delle componenti

- 69.1 Le imprese distributrici versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale erogato nel bimestre medesimo il gettito delle componenti RE , RS , UG_1 , UG_2 e UG_3 .
- 69.2 Entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre le imprese distributrici versano alla Cassa, se positiva, la differenza tra:
- a) il gettito derivante dall'applicazione della componente GS di cui al comma 40.3, lettera c), in relazione al servizio di distribuzione erogato nel bimestre medesimo;
 - b) le compensazioni complessivamente riconosciute nel medesimo bimestre ai sensi del TIBEG.
- 69.3 Qualora la differenza di cui al comma 69.2 risulti negativa, la Cassa, entro 90 (novanta) giorni dal termine del bimestre, liquida tale importo a favore dell'impresa distributtrice.

SEZIONE VI

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CASSA CONGUAGLIO E ULTERIORI ONERI

Articolo 70

Conti di gestione

70.1 Sono istituiti presso la Cassa:

- a) il *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*;
- b) il *Conto per la qualità dei servizi gas*;
- c) il *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas*;
- d) il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio*;
- e) il *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento*;
- f) il *Fondo riconoscimento fornitori di ultima istanza*;
- g) il *Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna*;
- h) il *Conto per i servizi di ultima istanza*;
- i) il *Conto per la copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale*;
- j) il *Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas*.

Articolo 71

Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale

71.1 Il *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale* viene utilizzato per la copertura dei costi derivanti alle imprese di distribuzione per la realizzazione di progetti di risparmio energetico ai sensi delle disposizioni del decreto 20 luglio 2004, come modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di

concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007.

- 71.2 Il *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale* è alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente *RE*, di cui al comma 40.3, lettera d) e della componente *RE_T* di cui al comma 23.1, lettera f), della RTTG.

Articolo 72

Conto per la qualità dei servizi gas

- 72.1 Il *Conto qualità dei servizi gas* è utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, degli incentivi in materia di qualità dei servizi gas, come disciplinati nella Parte I del presente Testo integrato.
- 72.2 Il *Conto qualità dei servizi gas* è alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente *RS*, di cui al comma 40.3, lettera e).

Articolo 73

Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas

- 73.1 Il *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas* è utilizzato per la copertura dei saldi di perequazione, per la copertura di eventuali conguagli tariffari che dovessero emergere a seguito di rettifiche comunicate dalle imprese distributrici e per la copertura dei costi propri delle attività istruttorie relative al regime individuale.
- 73.2 Il *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas* è alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente *UG_I*, di cui al comma 40.3, lettera f).

Articolo 74

Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio

- 74.1 Il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio* è utilizzato per la copertura degli oneri connessi al regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati, introdotto ai sensi del decreto-legge n. 185/08.

74.2 Il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio* è alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente GS , di cui al comma 40.3, lettera c) e della componente GS_T di cui al comma 21.1, lettera e), della RTTG.

Articolo 75

Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento

75.1 Il *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento* è utilizzato per le finalità di cui all'articolo 22 del decreto legislativo n. 28/11.

75.2 Il *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento* è alimentato dalla componente RE , di cui al comma 40.3, lettera d e dalla componente RE_T di cui al comma 23.1, lettera f), della RTTG.

Articolo 76

Fondo riconoscimento fornitori ultima istanza

76.1 Il *Fondo riconoscimento fornitori ultima istanza* è destinato al riconoscimento ai fornitori di ultima istanza delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio svolto.

Articolo 77

Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna

77.1 Il *Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna* è destinato al riconoscimento alle imprese di distribuzione degli ammontari a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione.

77.2 Il *Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna* è alimentato dall'elemento UG_{3INT} , di cui al comma 40.3, lettera h), punto i), della componente UG_3 .

Articolo 78

Conto per i servizi di ultima istanza

- 78.1 Il *Conto per i servizi di ultima istanza* è utilizzato per la copertura dei:
- a) saldi dei *meccanismi perequativi specifici per il FDD*, di cui all'articolo 37 del TIVG;
 - k) saldi del meccanismo di reintegrazione morosità FUI.
- 78.2 Il *Conto per i servizi di ultima istanza* è alimentato dall'elemento UG_{3UI} , di cui al comma 40.3, lettera h), punto ii), della componente UG_3 .

Articolo 79

Conto per la copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale

- 79.1 Il *Conto per la copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale* è utilizzato per garantire la copertura del meccanismo finalizzato a promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale.
- 79.2 Il *Conto per la copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale* è alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente CPR di cui all'articolo 8bis del TIVG.

Articolo 80

Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas

- 80.1 Il *Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas* è utilizzato per garantire la copertura del meccanismo finalizzato a garantire la gradualità nell'applicazione delle modifiche della componente di vendita disposte con la deliberazione ARG/gas 64/09.
- 80.2 Il *Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas* è alimentato dalla componente UG_2 , di cui al comma 40.3, lettera g).

Articolo 81

Altre disposizioni

- 81.1 La Cassa trasmette all’Autorità su base trimestrale un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, in tempo utile ai fini degli aggiornamenti delle corrispondenti componenti tariffarie.
- 81.2 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di cui al comma 70.1 per far fronte a eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro.
- 81.3 In caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari al tasso di riferimento della Banca Centrale Europea maggiorato:
- a) per ritardi fino a 45 giorni, di tre punti e mezzo percentuali;
 - b) per ritardi superiori a 45 giorni, di otto punti percentuali, nel limite del tasso massimo di soglia previsto dall’articolo 2, comma 4, della legge 108/1996 calcolato a partire dal tasso TEGM relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 100.000 euro.
- 81.4 Ai fini delle determinazioni di sua competenza, la Cassa può procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell’audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. In caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa procede a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.

**SEZIONE VII – CONTRIBUTI PER PRESTAZIONI DELLE IMPRESE
DISTRIBUTRICI**

Articolo 82

Contributi per l'attivazione della fornitura e per la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale

- 82.1 Per l'attivazione della fornitura si applica il contributo in quota fissa riportato nella Tabella 11.
- 82.2 Per la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale si applica il contributo in quota fissa riportato nella Tabella 11.
- 82.3 In esito al procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 42/11 i contributi di cui ai precedenti commi 82.1 e 82.2 potranno essere oggetto di revisione.

Tabella 1 – Numero di giorni di esercizio dell’impianto di ciascuna località in funzione della zona climatica di appartenenza

Zona climatica	B	C	D	E	F
numero di giorni	121	137	166	183	272

Tabella 2 – Coefficienti di gradualità per degrado contributi

anno	kg_1	kg_2
2014	0,80	0,80
2015	0,80	0,86
2016	0,80	0,92
2017	0,80	0,99
2018	0,80	1,06
2019	0,80	1,14

Tabella 3 – Vite utili ai fini regolatori

Categoria di cespite	Gestioni comunali e sovracomunali	Gestioni per ambito
Fabbricati industriali	40	60
Condotte stradali	50	60
Impianti di derivazione (allacciamenti)	40	50
Impianti principali e secondari	20	25
Altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali	7	7
Sistemi di telelettura/telegestione	15	15
Concentratori	15	15
Misuratori elettronici	15	15
Misuratori tradizionali (esclusi <= G6)	20	20
Misuratori tradizionali <= G6	15	15
Dispositivi <i>add-on</i>	15	15

Tabella 4: Valori della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione (euro/punto di riconsegna)

a) Gestioni comunali e sovracomunali

		Anno 2014			Anno 2015			Anno 2016			Anno 2017		
		Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela		
		alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	bassa
Dimensione imprese	grandi	35,05	39,01	41,45	34,69	38,61	41,02	34,06	37,91	40,28	33,44	37,22	39,55
	medie	39,83	44,32	47,10	39,10	43,51	46,24	38,08	42,37	45,03	37,08	41,26	43,85
	piccole	45,61	50,77	53,94	44,78	49,84	52,95	43,61	48,54	51,57	42,47	47,27	50,22

Dimensione imprese

Grandi: oltre 300.000 punti di riconsegna

Medie: oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna

Piccole: fino a 50.000 punti di riconsegna

Densità clientela

Alta densità: oltre 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Media densità: oltre 0,07 e fino a 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Bassa densità: fino a 0,07 punti di riconsegna per metro di condotta

b) Gestioni per ambito

Primo anno di concessione

		Anno 2014			Anno 2015			Anno 2016			Anno 2017		
		Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela		
		alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	bassa
Ambiti fino a 300.000 punti di riconsegna		37,44	41,67	44,28	36,90	41,06	43,63	36,07	40,14	42,66	35,26	39,24	41,70
Ambiti con oltre 300.000 punti di riconsegna		35,05	39,01	41,45	34,69	38,61	41,02	34,06	37,91	40,28	33,44	37,22	39,55

Densità clientela

Alta densità: oltre 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Media densità: oltre 0,07 e fino a 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Bassa densità: fino a 0,07 punti di riconsegna per metro di condotta

Tabella 5: Valori delle componenti a copertura dei costi di capitale centralizzati e dei costi operativi relativi al servizio di misura e alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura (euro/punto di riconsegna)

Componente	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017
$t(cen)_t^{cap}$	9,10	9,12	8,82	8,84
$t(ins)_t^{ope,b}$	2,24	2,26	2,26	2,26
$t(ins)_t^{ope,v}$	62,24	62,66	62,59	52,26
$t(rac)_t^{ope}$	3,18	3,20	3,20	3,20
$t(cot)_t$	1,19	1,20	1,20	2,00
$t(dis)_t^{avv}$	215,76	217,21	216,97	216,71
$t(dis)_t^{ope,div}$	58,55	58,94	58,88	58,81

Tabella 6: Scaglioni di consumo per la definizione delle quote variabili della tariffa obbligatoria

Scaglione di consumo	Consumo annuo (smc/anno)
1	0-120
2	121-480
3	481-1.560
4	1.561-5.000
5	5.001-80.000
6	80.001-200.000
7	200.001-1.000.000
8	oltre 1.000.000

Tabella 7: Articolazione della struttura tariffaria di riferimento della quota variabile della tariffa obbligatoria

Scaglione di consumo	Corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)
1	0,00
2	7,79
3	7,13
4	7,16
5	5,35
6	2,71
7	1,33
8	0,37

Tabella 8: Scaglioni per l'applicazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria $\tau_1(dis)$ e $\tau_1(mis)$

Scaglione quote fisse	Classe di gruppo di misura
A	inferiore o uguale a G6
B	superiore a G6 e inferiore o uguale a G40
C	superiore a G40

Tabella 9: Valori unitari della penale per mancata installazione dei gruppi di misura (euro)

Classe del gruppo di misura	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017
Fino a G6	-	-	-	4	4	4
Oltre G6 fino a G16	-	-	12	12	12	12
Oltre G16 fino a G40	-	-	21	21	21	21
Oltre G40	54	54	54	54	54	54

Tabella 10: Costi *standard* inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura (euro/gruppo di misura)

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017
G4	130	125	120	120	120	135
G6	180	170	160	160	160	170
G10	n.a.	940	690	690	690	690
G16	n.a.	950	710	710	710	710
G25	n.a.	1.070	850	850	850	850
G40	n.a.	1.150	970	970	970	970
G65	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
G100	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
G160	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
G250	3.900	3.900	3.900	3.900	3.900	3.900
G400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400
G650	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800
G1000	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
G1600	9.300	9.300	9.300	9.300	9.300	9.300
G2500	10.900	10.900	10.900	10.900	10.900	10.900
GdM \geq G4000	15.700	15.700	15.700	15.700	15.700	15.700
<i>Add on</i> applicati a un misuratore tradizionale già installato di classe $>$ G40	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
<i>Add on</i> applicati a un misuratore tradizionale già installato di classe $>$ G6 e \leq G40	n.a.	630	630	630	630	630

n.a.: non applicabile

Tabella 11: Contributi per prestazioni delle imprese distributrici (euro)

Prestazione	Classi gruppi di misura \leq G6	Classi gruppi di misura $>$ G6
Contributo per attivazione della fornitura	30	45
Contributo per disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale	30	45