

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
56/2013/R/GAS

**CRITERI DI DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO
DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS
PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: gas naturale

14 febbraio 2013

Premessa

Con la deliberazione 436/2012/R/GAS è stata prolungata sino a tutto il 2013 la validità delle disposizioni in materia di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di distribuzione e misura fissate per il periodo 2009-2012, come riportate nel Testo unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.

Il presente documento, che si inquadra nell'ambito dei procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, avviati rispettivamente con le deliberazioni 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS e 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11, fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 341/2012/R/GAS, nel quale l'Autorità ha illustrato le principali direttrici di intervento per il quarto periodo di regolazione, e del documento per la consultazione 501/2012/R/GAS, recante gli orientamenti iniziali per la definizione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo di regolazione.

Nel presente documento sono illustrati i primi orientamenti per la determinazione del costo riconosciuto ai fini della fissazione delle tariffe del servizio di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione.

Il procedimento sulla regolazione tariffaria relativo ai servizi di distribuzione e misura del gas è sottoposto all'Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti. L'AIR viene svolta secondo quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione 3 ottobre 2008, GOP 46/08 "Guida per l'analisi d'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas".

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (unitaDIS@autorita.energia.it) entro il 30 aprile 2013. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Infrastrutture
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano

*e-mail: unitaDIS@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it*

INDICE

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI	4
1 Oggetto e ambito della consultazione	4
2 Obiettivi specifici.....	5
3 Contesto normativo.....	6
4 Struttura del documento	12
PARTE II – DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO	14
5 Durata del periodo regolatorio	14
PARTE III – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI	16
6 Linee di intervento per la fissazione dei criteri per il riconoscimento dei costi operativi indicate nel documento 341/2012.....	16
7 Primi orientamenti dell’Autorità per la fissazione dei criteri di riconoscimento dei costi operativi nel quarto periodo di regolazione – fissazione dei livelli iniziali	17
8 Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti	25
9 Disposizioni per le località in avviamento.....	26
10 Disposizioni relative al servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.....	27
PARTE IV – CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI COSTI DI CAPITALE	29
11 Criteri per la definizione del livello iniziale del capitale investito centralizzato	29
12 Aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni nette centralizzate e delle immobilizzazioni centralizzate del servizio di misura	33
13 Criteri per la definizione degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni centralizzate.....	34
14 Criteri per la determinazione del livello iniziale del capitale investito di località	34
15 Criteri per l’aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni di località....	39
16 Primi orientamenti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito	43
17 Determinazione dell’ammortamento per i cespiti di località.....	51
18 Trattamento dei contributi pubblici e privati	52
PARTE V – ALTRE DISPOSIZIONI	56
19 Attuazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11.....	56
20 Attuazione delle disposizioni del decreto ministeriale 19 gennaio 2011.....	56
21 Misure volte a favorire ulteriori aggregazioni di ambiti territoriali minimi.....	57

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto e ambito della consultazione

- 1.1 Con la deliberazione 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione.
- 1.2 Il procedimento sulle tariffe di distribuzione gas si svolge in parallelo all’analogo procedimento sulla qualità dei servizi di distribuzione e misura gas, avviato con la deliberazione 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11.
- 1.3 Il presente documento per la consultazione fa seguito alla pubblicazione del documento 341/2012/R/GAS (di seguito: documento 341/2012), di inquadramento generale e di illustrazione delle principali linee di intervento, e del documento per la consultazione 501/2012/R/GAS (di seguito: documento 501/2012), contenente gli orientamenti iniziali in relazione alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas.
- 1.4 Con la deliberazione 25 ottobre 2012, 436/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 436/2012) è stato prorogato al 31 dicembre 2013 il periodo di applicazione delle disposizioni contenute nel “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009 – 2012 (TUDG)” e sono state introdotte alcune disposizioni transitorie per l’anno 2013.
- 1.5 Nel presente documento per la consultazione sono analizzati i seguenti aspetti:
 - durata del periodo regolatorio;
 - criteri per il riconoscimento dei costi operativi;
 - criteri per la definizione del livello delle immobilizzazioni nette riconosciute;
 - fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito;
 - trattamento dei contributi pubblici e privati;
 - riconoscimento dello scostamento tra valore di rimborso (VIR) e valore degli *asset* ai fini regolatori (RAB);
 - misure per l’uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare e altre disposizioni in materia di accorpamento di ambiti.
- 1.6 In successivi documenti, la cui pubblicazione è prevista entro il prossimo mese di maggio, saranno illustrati gli orientamenti dell’Autorità in relazione a:
 - struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento;
 - meccanismi di perequazione;
 - riforma dei contributi di connessione.
- 1.7 Entro l’estate 2013 è prevista la pubblicazione di un documento specifico contenente gli orientamenti finali dell’Autorità per i medesimi ambiti di intervento.
- 1.8 La formulazione delle proposte iniziali contenute nel presente documento tiene conto delle osservazioni pervenute a commento del documento 341/2012.

- 1.9 Nel corso del mese di febbraio saranno organizzati incontri tematici con i principali *stakeholder*, nel corso dei quali saranno approfondite le tematiche relative alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il quarto periodo di regolazione.

2 Obiettivi specifici

- 2.1 Il servizio di distribuzione del gas naturale, come indicato al punto 18.1 del documento 341/2012, è, a giudizio dell’Autorità, da considerare ormai maturo, ancorché il grado di metanizzazione del Paese non abbia raggiunto il grado di elettrificazione.
- 2.2 La regolazione tariffaria del quarto periodo di regolazione andrà a sovrapporsi al processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio. Sotto questo profilo l’obiettivo dell’Autorità è quello di definire un contesto normativo adeguato e promuovente l’evoluzione del settore e volto a favorire da un lato l’economicità del servizio e dall’altro l’efficienza degli investimenti, a tutela degli utenti e nella prospettiva di massimizzazione del benessere sociale.
- 2.3 In particolare, in relazione all’efficienza degli investimenti, le esigenze di sviluppo delle reti del gas dovranno essere attentamente valutate mediante specifiche analisi costi-benefici, soprattutto in sede locale da parte degli Enti concedenti il servizio, come previsto dal decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 (di seguito: decreto n. 226/11), tenendo conto della possibilità di utilizzo delle fonti rinnovabili, che rendono disponibili e competitive soluzioni che non prevedono l’utilizzo di gas per cottura cibi, produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento.
- 2.4 Gli obiettivi specifici del presente documento sono identificati sulla base degli obiettivi generali definiti nel documento 341/2012, in coerenza con gli obiettivi strategici definiti dall’Autorità con la deliberazione 26 luglio 2012, 308/2012/A, di approvazione delle Linee strategiche 2012-2014 (di seguito: Linee strategiche 2012-2014)¹.
- 2.5 Ai fini del presente documento sono rilevanti i seguenti obiettivi specifici:
- promuovere l’adeguatezza, l’efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas, al fine di dotare il Paese di un sistema di infrastrutture energetiche – sia a livello nazionale che locale – efficiente e moderno, adeguato alle esigenze dei consumatori;
 - introdurre meccanismi di incentivazione all’efficienza, al fine di minimizzare i costi operativi, favorendo l’efficienza nella gestione operativa del servizio, e di investimento, favorendo una crescita infrastrutturale capace di garantire benefici superiori ai costi, secondo criteri di selettività;
 - promuovere la tutela degli interessi degli utenti;
 - promuovere la concorrenza;
 - facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio definito in base alle disposizioni dell’articolo 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito con la legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato (di seguito: decreto legge n. 159/07);

¹ Risultano in particolare rilevanti, ai fini del presente documento, l’obiettivo OS2 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nel settore del gas naturale e l’obiettivo OS3 – Verso un’organizzazione efficiente del servizio di distribuzione del gas naturale.

- considerare le esigenze di equilibrio economico – finanziario delle imprese esercenti il servizio;
- semplificare i meccanismi di regolazione.

3 Contesto normativo

- 3.1 Come indicato nel documento 341/2012, la presente consultazione si inserisce in un contesto caratterizzato da un lato dal mutamento del quadro normativo europeo e dall'altro del quadro normativo nazionale.
- 3.2 Nel seguito vengono richiamate le principali disposizioni che assegnano all'Autorità poteri di regolazione tariffaria, vengono forniti cenni alle linee di evoluzione del quadro normativo comunitario e nazionale relativo al servizio di distribuzione del gas e sono sintetizzati i principali contenuti delle disposizioni tariffarie in vigore nel terzo periodo di regolazione.

Poteri tariffari dell'Autorità

- 3.3 La legge 14 novembre 2005, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso la promozione della concorrenza e dell'efficienza;
 - c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
 - d) armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.
- 3.4 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17 della legge n. 481/95).
- 3.5 Secondo quanto previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95, l'Autorità stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe.
- 3.6 Secondo quanto previsto dall'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95, i parametri che l'Autorità fissa per la determinazione della tariffa con il metodo del *price-cap*, inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale, sono i seguenti:
- tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT;
 - obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.
- 3.7 L'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) prevede che l'Autorità determini le tariffe per la distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.

- 3.8 L'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00 stabilisce che le tariffe per la distribuzione tengano conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari, disponendo, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione.

Evoluzione del quadro normativo europeo

- 3.9 Il quadro normativo europeo si è evoluto in relazione agli obiettivi di:
- portare a compimento la realizzazione del mercato interno dell'energia;
 - ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità europea entro il 2020;
 - garantire la sicurezza degli approvvigionamenti anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali.
- 3.10 In particolare, la direttiva 2009/73/CE², con riferimento all'attività di distribuzione del gas, ha stabilito che gli Stati membri designino o impongano alle imprese che possiedono o siano responsabili dei sistemi di distribuzione di designare uno o più gestori dei sistemi di distribuzione. I gestori dei sistemi di distribuzione hanno principalmente il compito di:
- assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di gas e di gestire, mantenere e sviluppare nella sua area il sistema a condizioni economiche accettabili, nel dovuto rispetto dell'ambiente e dell'efficienza energetica;
 - garantire la non discriminazione tra utenti o categorie di utenti del sistema;
 - fornire al gestore di ogni altro sistema di distribuzione, di trasporto, di GNL e/o di stoccaggio informazioni sufficienti per garantire che il trasporto e lo stoccaggio di gas naturale possano avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso;
 - fornire agli utenti le informazioni di cui hanno bisogno per un accesso efficiente al sistema, nonché per l'uso dello stesso.
- 3.11 In relazione alle tematiche di natura tariffaria, la direttiva del 2009 non ha introdotto novità di rilievo rispetto alla direttiva 2003/55/CE³.

Evoluzione del quadro normativo nazionale

- 3.12 Il recepimento nell'ordinamento nazionale italiano delle disposizioni contenute nel c.d. Terzo pacchetto energia è avvenuto con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11), recante *“Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale, e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.”*

² “Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE”, appartenente al c.d. Terzo pacchetto energia.

³ “Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE”.

- 3.13 Oltre al recepimento delle disposizioni del Terzo pacchetto energia, si segnala che, sulla spinta delle disposizioni contenute nell'articolo 46-bis del decreto legge n. 159/07, è stata avviata una riforma di vaste proporzioni che prevede una rilevante riduzione del numero di ambiti di concessione e che, presumibilmente, porterà anche alla riduzione del numero degli operatori del servizio di distribuzione del gas naturale.
- 3.14 Con il decreto ministeriale 19 gennaio 2011⁴ sono stati definiti gli ambiti territoriali minimi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sul territorio nazionale e sono state previste disposizioni per l'affidamento del servizio con gare d'ambito a regime e nel periodo di prima applicazione del nuovo sistema. La determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale è avvenuta con il decreto ministeriale 18 ottobre 2011⁵.
- 3.15 Il decreto ministeriale 21 aprile 2011⁶ ha previsto una serie di obblighi a carico del distributore subentrante, in particolare l'assunzione del personale del distributore uscente addetto direttamente o indirettamente alla gestione degli impianti oggetto di gara, al fine di tutelare gli addetti del settore e di assicurare la continuità del servizio, con i medesimi livelli di sicurezza e qualità, dal momento del subentro del nuovo gestore.
- 3.16 Con il decreto n. 226/11 è stato emanato il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio*. Tale regolamento definisce gli aspetti organizzativi fra gli Enti locali appartenenti all'ambito per l'emissione dei documenti di gara e per la gestione del servizio, gli obblighi informativi del gestore uscente agli Enti locali e al gestore subentrante, i provvedimenti applicativi del calcolo del valore di rimborso in conformità con la normativa primaria vigente, il bando di gara tipo e il disciplinare di gara tipo, includenti i criteri di valutazione dell'offerta, a cui la stazione appaltante deve attenersi, le disposizioni per la verifica di offerte anomale e gli oneri, *una tantum* e annuali, che il gestore deve riconoscere agli Enti locali.
- 3.17 In tema di valore di rimborso degli impianti di distribuzione a regime, l'articolo 24 del decreto legislativo n. 93/11 ha emendato l'articolo 14 del decreto legislativo n. 164/00, prevedendo, inoltre, con riferimento al primo periodo dei nuovi affidamenti, il riconoscimento in tariffa dell'ammortamento della differenza fra il valore di rimborso degli impianti pagato dal gestore subentrante al gestore uscente e l'analogo valore calcolato secondo la regolazione tariffaria. Il medesimo articolo 14 del decreto legislativo n. 164/00 prevede che dal 29 giugno 2011 – data di entrata in vigore del decreto - l'affidamento avvenga esclusivamente per gara d'ambito, facendo salvo il proseguimento di gare comunali nel caso in cui siano stati pubblicati documenti di gara contenenti sia la definizione dei criteri di valutazione dell'offerta sia il valore di rimborso al gestore uscente.
- 3.18 L'Autorità è intervenuta in materia con la deliberazione 11 ottobre 2012, 407/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 407/2012), fissando i criteri per la definizione del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, con la deliberazione 6 dicembre 2012, 514/2012/R/GAS, con la quale è stato definito lo schema di contratto di servizio tipo relativo all'attività di distribuzione di gas naturale, approvato dal Ministro dello sviluppo economico con decreto in data 5 febbraio 2013, e con la deliberazione 13 dicembre 2012, 532/2012/R/GAS, tramite la quale sono state

⁴ Decreto recante “*Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale*”.

⁵ Decreto recante “*Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale*”.

⁶ Decreto recante “*Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas*”.

adottate disposizioni in materia di formati per la trasmissione dei dati relativi agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale.

La regolazione tariffaria nel terzo periodo di regolazione

- 3.19 Il sistema tariffario per il terzo periodo di regolazione prevede la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto. Un meccanismo di perequazione consente di coprire gli squilibri tra ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria.
- 3.20 Il costo riconosciuto determinato dall’Autorità comprende i costi operativi, gli ammortamenti delle immobilizzazioni e la remunerazione del capitale investito riconosciuto.
- 3.21 I costi operativi sono stati determinati sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati relativi all’anno 2006, predisposti dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni della deliberazione 21 dicembre 2001, n. 311/01. Il livello dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione è stato differenziato per classe di imprese; a questo fine le imprese sono state suddivise in nove classi, identificate sulla base della dimensione e della densità d’utenza per metro di condotta.
- 3.22 L’ammontare complessivo dei contributi pubblici in conto capitale percepiti e dei contributi privati addebitati nell’anno di riferimento, indipendentemente dalle modalità di contabilizzazione, è stato portato in deduzione degli investimenti dell’anno e non dei costi operativi. Di conseguenza, i costi operativi riconosciuti sono stati valutati al lordo dei contributi pubblici e privati come desumibili dal bilancio dell’anno 2006.
- 3.23 Il capitale investito delle imprese distributrici è stato distinto in due categorie: capitale investito centralizzato e capitale investito di località.
- 3.24 Il capitale investito centralizzato è identificato per ciascuna impresa distributrice ed è costituito dal capitale assegnato convenzionalmente al servizio di distribuzione, includendo anche le dotazioni di capitale relative al servizio di commercializzazione. Il valore delle immobilizzazioni centralizzate è determinato sulla base di criteri parametrici, utilizzando il costo medio di bilancio nel 2006 per la valutazione di *immobili e fabbricati non industriali* e delle *altre immobilizzazioni materiali e immateriali*.
- 3.25 Con la deliberazione 2 febbraio 2012, 28/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 28/2012), l’Autorità ha individuato quali ulteriori tipologie di immobilizzazioni centralizzate relative al servizio di misura i sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori.
- 3.26 Per ciascuna località servita dalla medesima impresa distributrice sono inoltre identificati il capitale investito di località relativo al servizio di distribuzione e il capitale investito di località relativo al servizio di misura. Il valore delle immobilizzazioni di località è determinato sulla base dei dati concreti, come disponibili dalle fonti contabili obbligatorie per le singole imprese, applicando il metodo del costo storico rivalutato. Il costo del cespite in esercizio è pari al costo di acquisizione del medesimo cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso, come risulta dalle fonti contabili obbligatorie⁷.

⁷ Questa regola generale per l’individuazione del costo storico trova una parziale deroga in alcune fattispecie, qualora non sia disponibile la serie storica, ovvero nei casi di acquisizione di cespiti fino al 31 dicembre 2003 nell’ambito di processi di aggregazione societaria, di acquisizioni in occasione di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara ai sensi dell’articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 e di conferimenti al

- 3.27 La deliberazione 28/2012 ha previsto la graduale introduzione, a partire dall'anno 2012, di valutazioni a costi *standard* dei gruppi di misura che ricomprendono i costi di installazione e messa in servizio dei medesimi gruppi di misura.
- 3.28 In relazione alla modifica nelle regole di determinazione del valore del capitale investito netto rispetto al precedente periodo regolatorio, l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre un apposito meccanismo di gradualità, al fine di diluire l'impatto della modifica regolatoria su clienti finali e imprese⁸.
- 3.29 Il tasso di rendimento del capitale investito è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,5. Il WACC relativo all'attività di distribuzione è stato fissato pari al 7,6%, mentre quello relativo all'attività di misura è stato fissato pari all'8,0%.
- 3.30 Per l'anno 2013, con la deliberazione 436/2012, l'Autorità ha rivisto il livello del tasso di rendimento per il servizio di distribuzione, fissandolo al 7,7%.
- 3.31 Coerentemente con l'impostazione seguita per la determinazione del capitale investito, anche per la fissazione del livello degli ammortamenti da riconoscere in tariffa sono adottati distinti criteri per i cespiti centralizzati e per i cespiti di località. L'ammortamento relativo ai cespiti centralizzati è determinato secondo criteri parametrici, basati sull'analisi puntuale dei dati contabili delle imprese distributrici relativi all'anno 2006. L'ammortamento relativo ai cespiti di località è determinato invece sul valore lordo delle immobilizzazioni, calcolato applicando il metodo del costo storico rivalutato, in base alle vite convenzionali ai fini tariffari.
- 3.32 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è composta, in ciascun anno, da una componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate ($t(cen)_{t,c}^{capex}$), da una componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione ($t(dis)_{t,c,i}^{capex}$) e da una componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione ($t(dis)_{t,d,r}^{opex}$). Quest'ultima componente è differenziata in base alla densità d e alla classe dimensionale r , relativa ai punti di riconsegna serviti da ciascuna impresa distributtrice, determinate sulla base dei dati disponibili riferiti al 31 dicembre 2006. La differenziazione dei costi per classe dimensionale è stata introdotta al fine di favorire i processi di aggregazione tra imprese.
- 3.33 La tariffa di riferimento per il servizio di misura è invece composta, a partire dal 2013, in ciascun anno, dalle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_{t,d}$, a copertura dei costi di capitale centralizzato, da una componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio ($t(mis)_{t,c,i}^{capex}$), da una componente a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di

momento della costituzione di aziende speciali ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 8 giugno 1990, n. 142 e di società per azioni ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 23 dicembre 1992, n. 498.

⁸ Nella versione originaria, il meccanismo prevedeva che la verifica delle condizioni per la sua attivazione venisse effettuata in relazione al valore del capitale investito determinato con riferimento all'aggregato nazionale, mentre la determinazione degli importi di gradualità fosse calcolato con riguardo alla singola impresa distributtrice. Con la deliberazione 26 luglio 2012, 315/2012/R/GAS, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 2521/2012, l'attivazione del meccanismo è stata condizionata al registrarsi di una variazione (positiva o negativa) del capitale investito netto superiore al 5%, a livello di singola impresa distributtrice, del valore riconosciuto alla medesima impresa con riferimento all'anno termico 2007-2008, opportunamente corretto e aggiornato.

installazione e manutenzione dei misuratori $t(ins)_i^{opex}$ e da una componente a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure ($t(rac)_i^{opex}$).

- 3.34 La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura è composta da un'unica componente a copertura dei relativi costi operativi ($t(cot)_i$).
- 3.35 Le componenti a copertura dei costi operativi sono aggiornate annualmente sulla base del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti e di un 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.
- 3.36 In particolare, l'Autorità ha differenziato gli obiettivi di recupero di produttività (*X-factor*) in funzione della classe dimensionale delle imprese, in modo tale da avviare, nel corso del periodo regolatorio un riallineamento nei costi di produzione del servizio.
- 3.37 Gli obiettivi di recupero di produttività, inizialmente definiti come costanti nel corso del periodo regolatorio, sono stati rideterminati con la deliberazione 26 luglio 2012, 315/2012/R/GAS, al fine di ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/12. Con tale deliberazione, in particolare sono stati definiti valori dell'*X-factor* decrescenti su base annuale, con un *decalage* costante di 0,2 punti percentuali.
- 3.38 L'Autorità ha escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*, disciplinando al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto. I parametri tariffari relativi ai costi di capitale centralizzato e ai costi di capitale di località sono aggiornati annualmente in funzione, tra le altre variabili, del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat e del tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti nell'anno $t-2$, valutati rispettivamente a livello aggregato di settore e di singola impresa distributrici nelle singole località.
- 3.39 L'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione (ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI e sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 anni.
- 3.40 I vincoli ai ricavi ammessi sono funzione della tariffa di riferimento e del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti in ciascun anno da ciascuna impresa distributrice.
- 3.41 In particolare, per ciascuna impresa distributrice, in ciascun anno, è determinato un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura. Il vincolo ai ricavi ammessi è composto da un vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione (a sua volta suddiviso in un vincolo a copertura dei costi centralizzati e in un vincolo a copertura dei costi di località), da un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura (a sua volta suddiviso in un vincolo a copertura dei costi di capitale e in un vincolo a copertura dei costi operativi) e da un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione di misura.

- 3.42 Le tariffe applicate ai clienti finali sono denominate tariffe obbligatorie e riflettono il livello medio dei costi del servizio delle imprese che operano in ciascun degli otto ambiti tariffari identificati.
- 3.43 Sul piano strutturale, la tariffa obbligatoria comprende le seguenti componenti:
- τ_1 , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura di quota parte dei costi di capitale relativi ai servizi di distribuzione, dei costi operativi e dei costi di capitale relativi al servizio di misura e dei costi del servizio di commercializzazione;
 - τ_3 , espressa in centesimi di euro per *standard* metro cubo e differenziata per scaglione di consumo, a copertura dei costi operativi e della restante quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione;
 - 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;
 - UG_2 , espressa in euro/punto di riconsegna, di modulazione della componente *QVD* a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
 - GS , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
 - 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*;
 - RS , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul *Conto per la qualità dei servizi gas*.
- 3.44 La presenza di una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali che riflette i costi medi del servizio per macro-ambiti e la presenza di una tariffa di riferimento che riflette i costi del servizio per le singole imprese distributrici, ha reso necessaria l'adozione di specifici meccanismi di perequazione. In particolare, un primo meccanismo di perequazione è relativo ai ricavi derivanti dalla tariffa obbligatoria ed è volto a riequilibrare tali ricavi con i ricavi ammessi delle singole imprese distributrici. Per il servizio di misura è invece previsto un meccanismo di perequazione dei costi di capitale, che essendo differenziati per località trovano copertura in tariffe obbligatorie che tengono conto dei livelli medi dei costi di capitale delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario, e dei costi relativi alle letture di *switch*.
- 3.45 Con riferimento alla distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate è stato definito un sistema di opzioni tariffarie per ciascuna impresa per ciascun ambito gas diversi, costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione. L'opzione tariffaria è composta da due componenti relative all'attività di distribuzione articolate per scaglioni di consumo, espresse rispettivamente in euro/punto di riconsegna ed euro/*standard* metro cubo, e da una componente a copertura dei costi relativi al servizio di misura.

4 Struttura del documento

- 4.1 Il presente documento, oltre alla parte introduttiva, contiene:
- una Parte II dedicata alla tematica relativa alla durata del periodo regolatorio;

- una Parte III dedicata all'analisi dei criteri per la determinazione del costo riconosciuto relativo ai costi operativi;
- una Parte IV in cui vengono descritti i criteri per la fissazione del costo riconosciuto relativo ai costi di capitale;
- una Parte V in cui si analizzano le questioni relative agli incentivi alle aggregazioni e altre misure volte all'accorpamento di ambiti territoriali minimi.

PARTE II – DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO

5 Durata del periodo regolatorio

- 5.1 Nel documento 341/2012 è stata prospettata l'ipotesi di estendere il periodo regolatorio fino a una durata massima di cinque/sei anni, da sviluppare congiuntamente all'introduzione di meccanismi di aggiornamento infra-periodo di alcuni parametri utilizzati, quali ad esempio il tasso di rendimento delle attività prive di rischio, già sperimentato per la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica con la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 199/11).
- 5.2 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno giudicato nel complesso perseguibile l'ipotesi di una, pur limitata, estensione della durata del periodo di regolazione rispetto all'attuale durata quadriennale. Tali soggetti hanno sottolineato l'esigenza di accompagnare l'eventuale prolungamento del periodo regolatorio con l'introduzione di meccanismi di adeguamento infra-periodo, nell'ottica di contenimento del rischio regolatorio. E' stato evidenziato che tale previsione appare quanto più opportuna nell'immediato futuro, caratterizzato dai primi effetti della riforma del settore, difficilmente prevedibili in questa fase, per rendere la nuova regolazione più aderente alle nuove configurazioni che il sistema assumerà nella prospettiva di affidamento del servizio secondo i nuovi ambiti di concessione.
- 5.3 Prolungamenti della durata del periodo regolatorio sono stati previsti anche in altri paesi, segnatamente nel Regno Unito, dove, con l'introduzione del nuovo paradigma di regolazione identificato con l'acronimo RIIO⁹, la durata del periodo regolatorio è passata da cinque a otto anni. Tale misura è stata accompagnata da misure volte a mitigare l'aumento dell'incertezza connessa con il prolungamento del periodo di regolazione (sono previste differenti revisioni di parametri rilevanti ai fini regolatori nel corso del periodo¹⁰).
- 5.4 L'Autorità è orientata a dar seguito all'ipotesi di prolungamento del periodo di regolazione prospettata nel documento 341/2012, estendendo di due anni la durata degli attuali periodi di regolazione. Nell'ottica di contenimento del rischio regolatorio e, di conseguenza, del costo per gli utenti del servizio, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre specifiche revisioni infra-periodo:
- una revisione triennale, vale a dire a metà del periodo di regolazione, degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività (variazione del livello dell'*X-factor*);
 - una revisione biennale di alcuni parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (tasso di rendimento delle attività prive di rischio - *RF*, tasso d'inflazione utilizzato nella formula del WACC - *rpi*, aliquota teorica di incidenza delle imposte - *T* e scudo fiscale - *tc*), come descritto in modo più puntuale nel successivo capitolo 16.
- 5.5 Tali meccanismi di aggiustamento infra-periodo si sovrappongono ai consueti strumenti di aggiornamento annuale delle tariffe che prevedono adeguamenti per l'inflazione, l'applicazione dell'*X-factor* il riconoscimento di variazione dei costi derivanti da eventi

⁹ RIIO sta per “*Revenues are set to deliver strong Incentive, Innovation and Outputs*”.

imprevedibili ed eccezionali, mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, il riconoscimento dei nuovi investimenti e l'ammortamento dei cespiti esistenti.

Spunti per la consultazione

- S1. Osservazioni sull'ipotesi di durata del periodo regolatorio.
- S2. Osservazione sull'ipotesi di attivazione di meccanismi di revisione infra-periodo.

PARTE III – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI

6 Linee di intervento per la fissazione dei criteri per il riconoscimento dei costi operativi indicate nel documento 341/2012

6.1 In relazione ai criteri per il riconoscimento dei costi operativi, nel documento 341/2012 l’Autorità ha illustrato le principali linee di intervento, confermando, in generale, l’impostazione già adottata per il precedente periodo regolatorio e coerente con le regolazioni in vigore per il settore elettrico, con riferimento alle modalità di fissazione dei livelli iniziali, degli obiettivi di recupero di produttività e di ripartizione a fine periodo di eventuali maggiori recuperi rispetto agli obiettivi prefissati. In relazione alla riforma delle modalità di assegnazione del servizio, l’Autorità ha sottolineato l’esigenza di definire criteri che non producano distorsioni o inefficienze nel passaggio dal vecchio al nuovo regime concessorio. I punti principali delle linee di intervento indicati nel documento 341/2012 sono così riassumibili:

- applicazione, per la fissazione del livello iniziale del costo riconosciuto, del principio della simmetrica ripartizione tra imprese distributrici e clienti finali dei recuperi di produttività conseguiti (c.d. *profit sharing* di fine periodo) nel corso del terzo periodo di regolazione, facendo riferimento al livello aggregato nazionale dei costi sostenuti dalle imprese nell’anno 2011, come desumibili dai rendiconti separati redatti dalle imprese, e applicando opportuni coefficienti correttivi al fine di riflettere gli effetti della densità di clientela;
- superamento della differenziazione dei corrispettivi unitari delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi per classe dimensionale di impresa, che risulta inadeguato rispetto al contesto delle nuove gare;
- fissazione dell’obiettivo di recupero di produttività tenendo conto di un’analisi comparata dei costi delle imprese ai fini dell’individuazione della frontiera efficiente, ritenendo non ancora matura l’adozione del criterio di fissazione del tasso di recupero di produttività adottato per il settore elettrico, determinato in modo tale da trasferire ai clienti finali, entro un orizzonte temporale prestabilito, recuperi di efficienza già conseguiti e non ancora trasferiti ai clienti finali;
- applicazione del c.d. *profit sharing* di fine periodo per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti nel quinto periodo regolatorio;
- previsione di calcolare l’*X-factor* nel quinto periodo di regolazione in modo tale da riassorbire in un orizzonte temporale non superiore a 8 anni i maggiori recuperi di efficienza ottenuti dalle imprese distributrici nel corso del quarto periodo di regolazione e non ancora trasferiti ai clienti finali, mediante l’applicazione del c.d. *profit sharing* di fine periodo.

6.2 Rispetto alle linee di intervento indicate nel documento 341/2012, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso posizioni differenziate, di cui viene fornita nel seguito del documento una sintesi con riferimento alle diverse tematiche oggetto di intervento regolatorio.

6.3 In generale, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno messo in evidenza le peculiarità del quarto periodo di regolazione, durante il quale sarà avviata l’attuazione della riorganizzazione del servizio di distribuzione secondo i nuovi ambiti di concessione.

- 6.4 Nel corso della consultazione è stata inoltre indicata l'opportunità di ragionare secondo un'ottica dinamica, senza partire da modelli paradigmatici statici che potrebbero non essere confermati dall'evoluzione del mercato. Il quarto periodo di regolazione andrebbe considerato come un periodo di transizione, in relazione al quale dovrebbero essere definite regole tipiche di un mercato in divenire. Di conseguenza, sarebbe opportuno valutare i risultati delle prime gare d'ambito prima di modificare aspetti della regolazione che ne potrebbero essere influenzati, quali la differenziazione dei costi riconosciuti per classe dimensionale.

7 Primi orientamenti dell'Autorità per la fissazione dei criteri di riconoscimento dei costi operativi nel quarto periodo di regolazione – fissazione dei livelli iniziali

Anno di riferimento

- 7.1 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno valutato positivamente l'ipotesi presentata nel documento 341/2012, di utilizzare, ai fini della definizione dei costi operativi riconosciuti, i dati desumibili dai rendiconti annuali separati. Alcuni soggetti hanno richiesto, compatibilmente con i tempi di elaborazione, di fare riferimento ai dati dell'anno 2012.
- 7.2 L'Autorità, nella determinazione dei costi operativi riconosciuti, è orientata a fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell'anno 2011. L'ipotesi di utilizzare i dati relativi all'anno 2012 non risulta infatti compatibile con le tempistiche di elaborazione dei dati ai fini delle determinazioni tariffarie.

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione

- 7.3 Come indicato nel documento 341/2012, l'Autorità intende applicare il principio della simmetrica ripartizione tra imprese distributrici e clienti finali¹¹ dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del terzo periodo di regolazione.
- 7.4 La valutazione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del terzo periodo di regolazione viene effettuata, in coerenza con quanto previsto nella regolazione tariffaria del settore elettrico, confrontando il livello del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi (COR) nell'anno di riferimento con il livello dei costi operativi effettivi (COE) relativi al medesimo anno.
- 7.5 La determinazione dei maggiori recuperi di produttività per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione verrà effettuata per *cluster* omogenei di imprese, in coerenza con le scelte che saranno operate nel quarto periodo di regolazione (come meglio si vedrà nei paragrafi 7.29 e seguenti, l'Autorità intende valutare diverse opzioni per l'articolazione dei corrispettivi a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione nel quarto periodo di regolazione).
- 7.6 Per la gestione della commercializzazione del servizio di distribuzione e per il servizio di misura la determinazione dei recuperi di produttività verrà effettuata a livello aggregato nazionale, non essendo previste articolazioni per classi di imprese dei corrispettivi riconosciuti nel terzo periodo di regolazione.
- 7.7 Con riferimento alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione, per ciascun *cluster* di imprese viene determinato:

¹¹ Il 50% dei recuperi sono trasferiti ai clienti finali, mentre la quota restante è lasciata transitoriamente in capo alle imprese.

- il COR_{11} , come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2011 ($t(dis)_{t,d,r}^{opex}$), come riportati nella Tabella 4 della RTDG¹², per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti, sterilizzando l'effetto prodotto dagli incentivi alle aggregazioni previsti dall'articolo 58 della medesima RTDG;
- il COE_{11} , sulla base dei costi riportati nei rendiconti annuali separati relativi all'anno 2011, secondo i criteri illustrati nei paragrafi 7.12 e seguenti;
- il COR_{14} , come media aritmetica tra i valori di COR_{11} e COE_{11} , corretta mediante coefficienti annuali che esprimono l'adeguamento per l'inflazione e l'aggiustamento per i recuperi di produttività attesi.

7.8 Con riferimento al servizio di commercializzazione il COR_{11} viene determinato come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2011 ($t(cot)_t$), come riportati nella Tabella 5 della RTDG, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti.

7.9 Ai fini della determinazione dei recuperi di produttività per il servizio di misura viene determinato:

- il COR_{11} , distintamente per il servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione, come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2011 ($t(rac)_t^{opex}$), come riportati nella Tabella 5 della RTDG, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti, e per il servizio di misura – installazione e manutenzione, come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2011 ($t(ins)_t^{opex}$), come riportati nella Tabella 5 della RTDG, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti¹³;
- il COE_{11} , sulla base dei costi riportati nei rendiconti annuali separati relativi all'anno 2011, secondo i criteri illustrati nei paragrafi 7.12 e seguenti;
- il COR_{14} , come media aritmetica tra i valori di COR_{11} e COE_{11} , corretta mediante coefficienti annuali che esprimono l'adeguamento per l'inflazione e l'aggiustamento per i recuperi di produttività attesi.

7.10 Per tutti i servizi, nel caso in cui il valore del COE risulti maggiore del valore del COR , ai fini della fissazione dei livelli iniziali del costo riconosciuto nel periodo regolatorio successivo si assume il valore del medesimo COR .

Determinazione del costo effettivo nell'anno di riferimento (COE_{11})

7.11 Alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno richiesto all'Autorità di esplicitare i criteri in base ai quali saranno selezionati i costi sostenuti dalle imprese.

7.12 La determinazione del costo effettivo sostenuto dalle imprese distributrici per l'erogazione del servizio di distribuzione nell'anno 2011 è effettuato sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati resi disponibili dalle imprese distributrici all'Autorità. In particolare, si fa riferimento:

¹² La RTDG è la Parte II del TUDG, recante la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 .

¹³ Tale processo è utilizzato per la fissazione dei valori del parametro $t(ins)_t^{opex}$ base.

- per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi di rete, alle componenti positive e negative di reddito riportate nei comparti *impianti di distribuzione e derivazioni e allacciamenti*;
- per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi legati alle funzioni di commercializzazione del servizio, al comparto *operazioni commerciali funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione*;
- per quanto riguarda il servizio di misura – installazione e manutenzione, ai comparti 6.12, lettere a), b), c), d) del TIU¹⁴;
- per quanto riguarda il servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione, ai comparti 6.12, lettere e), f), g) del TIU.

Costi non riconoscibili ai fini regolatori

- 7.13 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2011 (COE₁₁), l'Autorità non intende includere nei costi riconosciuti alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio. Coerentemente con quanto effettuato anche nei precedenti periodi di regolazione e nella regolazione del servizio elettrico, dunque, si intende non riconoscere le voci di costo relative a:
- a) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
 - b) rettifiche di valore di attività finanziarie;
 - c) costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - d) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - e) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
 - f) oneri straordinari;
 - g) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.
- 7.14 I costi operativi verranno altresì rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non allocati, sul piano contabile, per la loro marginalità, ad altri comparti o ad altre attività.
- 7.15 Ai fini della puntuale valutazione dei costi non riconoscibili nei prossimi mesi verrà condotta una specifica raccolta dati su un campione limitato di imprese rappresentative.

Costi sostenuti per lo svolgimento delle gare d'ambito

- 7.16 Mentre i costi sostenuti per lo svolgimento delle gare nel precedente regime di affidamento non sono riconoscibili ai fini tariffari, per l'evidente circolarità che soluzioni alternative potrebbero comportare, con l'avvio degli affidamenti secondo il nuovo regime definito con il decreto legge n. 159/07, i costi relativi alla corresponsione del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri della gara, di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto n. 226/11, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 407/2012, trovano copertura in tariffa.
- 7.17 In relazione all'esigenza di certezza dei flussi tariffari per i soggetti che partecipano alla gara, tali oneri saranno riconosciuti per la durata del periodo di concessione, come quota annua di ammortamento dell'onere sostenuto.

¹⁴ TIU è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificato e integrato.

- 7.18 Il decreto n. 226/11 prevede inoltre in modo esplicito (articolo 13, comma 1, lettera a, paragrafo ii.) il riconoscimento in tariffa del corrispettivo riconosciuto annualmente dal gestore alla stazione appaltante, ai sensi delle disposizioni dell'articolo 8, comma 2 del medesimo decreto, a titolo di rimborso forfetario degli oneri sostenuti dalla medesima stazione appaltante e dai singoli Enti locali per lo svolgimento delle attività di controllo e vigilanza sulla conduzione del servizio.
- 7.19 Secondo quanto previsto da quest'ultimo articolo, il corrispettivo che il gestore deve corrispondere annualmente al soggetto che gestisce la gara è pari all'1% della somma della remunerazione del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura e della relativa quota di ammortamento annuale¹⁵.

Trattamento di costi aggiuntivi

- 7.20 Un soggetto che ha partecipato alla consultazione ha segnalato l'esigenza di garantire la copertura di costi operativi relativi a specifiche nuove attività onerose che il gestore si trova a dover svolgere e che attualmente non trovano copertura nelle tariffe (per esempio la gestione del *bonus gas*).
- 7.21 In relazione a tale segnalazione, si deve osservare che l'attuale regolazione tariffaria prevede, in coerenza con le indicazioni della legge n. 481/95, l'applicazione, in sede di aggiornamento annuale delle tariffe, di uno specifico 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 universale¹⁶.
- 7.22 L'attivazione di tale tasso di variazione richiede in ogni caso lo svolgimento di analisi che consenta una puntuale valutazione degli effetti a livello di settore e non di singole imprese distributrici, come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 20 dicembre 2012, 553/2012/R/GAS, di aggiornamento delle tariffe per l'anno 2013.

I costi operativi e le nuove modalità di affidamento del servizio

- 7.23 Secondo quanto riportato da un soggetto che ha partecipato alla consultazione, nella fissazione dei livelli dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi si dovrebbe tener conto degli aumenti di costo connessi alla riorganizzazione del servizio, quali oneri derivanti da mutamenti del quadro normativo, in relazione ai seguenti aspetti:
- riorganizzazione di risorse umane e di mezzi per il servizio di pronto intervento, per la programmazione delle squadre operative di manutenzione, ricerca fughe, procedure interne di approvvigionamento, ecc;
 - implementazione dei sistemi informatici per quanto riguarda cartografie, *data entry*, sistemi di contabilità, strumenti di comunicazione evoluti con gli utenti, centralizzazione della raccolta di misure;
 - implementazione delle specificità impiantistiche nelle apparecchiature di misura e nel telecontrollo;

¹⁵ Gli aspetti operativi relativi alle modalità di determinazione di tale onere saranno indicate in un successivo documento per la consultazione.

¹⁶ Per il terzo periodo di regolazione si fa riferimento, in particolare, alle disposizioni contenute nel comma 41.1, lettera c) della RTDG, con riferimento al servizio di distribuzione, e nel comma 42.1, lettera c) della RTDG con riferimento ai servizi di commercializzazione e misura.

- *extra* costi del personale derivanti dall'applicazione della c.d. clausola sociale esuberi di unità lavorative e passaggio tra casse di previdenza;
 - oneri di varia natura (sportelli, campagne informative, nuovi rapporti con gli installatori).
- 7.24 Un altro soggetto ha segnalato l'importanza del passaggio dall'attuale sistema di riconoscimento dei costi operativi "per singolo operatore" a un sistema legato agli ambiti di gara, che, a regime, risponderanno maggiormente a una logica di *cost reflectivity*, sottolineando l'imprescindibile esigenza che il "costo obiettivo" per ciascun ambito sia noto prima dello svolgimento delle gare. In considerazione delle tempistiche previste per la conclusione del processo di assegnazione delle gare, che impegneranno l'intero prossimo periodo regolatorio, con la convivenza, anche all'interno della stessa azienda, di gestioni "per ambito" e gestioni "per singolo comune non ancora andato in gara", i meccanismi di passaggio tra le diverse logiche dovrebbero essere implementati con efficaci strumenti di raccordo, al fine di non creare disequilibri nel passaggio tra i due metodi¹⁷.
- 7.25 L'Autorità condivide sia l'esigenza di migrare verso un sistema di riconoscimento dei costi legato agli ambiti di gara, sia l'esigenza di rendere prevedibile il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per i soggetti che partecipano alla gara, in modo tale che ciascun partecipante possa fare le proprie valutazioni sulla base delle proprie aspettative di costo e sulla base di flussi di cassa connessi ai ricavi tariffari il più possibile certi e prevedibili.
- 7.26 Tali considerazioni portano a privilegiare scelte relative alla modalità di riconoscimento dei costi operativi sostenuti dopo l'affidamento del servizio che portino a svincolare le determinazioni tariffarie dal profilo soggettivo del gestore, evitando l'attivazione di meccanismi di aggiustamento successivamente all'affidamento delle nuove concessioni, che appaiono poco compatibili con le esigenze di trasparenza connesse allo svolgimento delle gare.
- 7.27 Rispetto ai costi operativi emergenti per effetto delle gare, relativi a esigenze riorganizzative, l'Autorità ritiene che, nel periodo di durata della concessione, eventuali temporanei aumenti possano essere riassorbiti da successive riduzioni dei costi conseguenti a interventi di razionalizzazione nella gestione e dai benefici che possono essere conseguiti dall'unificazione della gestione in aree contigue precedentemente servite da differenti distributori.
- 7.28 Per tale motivazione e in un'ottica di stabilità tariffaria, l'Autorità non è orientata a prevedere riconoscimenti di costi emergenti per effetto delle gare e pertanto non intende incrementare il livello dei costi riconosciuti rispetto a quello ottenibile in applicazione della metodologia descritta nei paragrafi 7.7 - 7.10. L'impatto di tali costi, che l'Autorità reputa in ogni caso transitorio, verrà comunque considerato in fase di definizione degli obiettivi di recupero di produttività (si vedano in proposito i paragrafi 8.2 e seguenti) e potrà concretizzarsi in una rimodulazione dei coefficienti *X-factor* all'interno del periodo regolatorio.

¹⁷ Sulla base delle scadenze riportate nell'Allegato 1 del decreto n. 226/11 è possibile tracciare, pur con un certo grado di approssimazione, un'ipotetica distribuzione temporale degli avvisi della gestione del servizio nei nuovi ambiti. Il processo di affidamento dovrebbe svilupparsi nell'arco di cinque anni. Le prime gestioni sulla base delle nuove concessioni potrebbero avere avvio nell'anno 2014, mentre nell'anno 2018 dovrebbero avviarsi le gestioni negli ultimi ambiti territoriali. A questa dimensione di analisi, focalizzata sulla data di avvio della gestione nei nuovi ambiti territoriali, va affiancata la disamina delle scadenze delle vecchie concessioni di dimensione comunale o sovra-comunale all'interno di ciascun nuovo ambito. Sulla base delle informazioni rese disponibili dalle imprese distributrici nell'ambito di una raccolta dati effettuata dall'Autorità nel 2008 con riferimento alla situazione al 31 dicembre 2007, gli affidamenti in scadenza successivamente al 2013 risulterebbero circa 900. Considerando le gare svolte nel periodo 2008-2010, sulla base dei dati più recenti ad oggi disponibili, gli affidamenti con scadenza successiva al 2013 risulterebbero pari a circa 1.100.

Differenziazione dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione

- 7.29 Nella consultazione, in relazione all'ipotesi di superamento della differenziazione dei costi per classe dimensionale d'impresa, è stata segnalata l'esigenza di definire opportuni coefficienti correttivi che consentano di approssimare le realtà specifiche delle singole aziende, in funzione, in particolare, della densità di clientela, delle caratteristiche delle aree servite, della tipologia media di clienti finali e della dislocazione degli ambiti serviti sul territorio nazionale.
- 7.30 Alcuni soggetti hanno segnalato che la densità di clientela non è l'unico fattore che influenza i costi operativi sostenuti dalle imprese. Secondo tale soggetto sarebbe opportuno distinguere i "costi operativi" in due filoni: "costi tecnici" e "costi amministrativi". I primi sarebbero influenzati, oltre che dalla densità della clientela, anche da fattori quali la dimensione dell'impresa (ad esempio per costi di approvvigionamento materiali), le specificità ambientali e territoriali entro la quale ogni impresa opera, la specificità della rete di distribuzione e del suo stato. I secondi sarebbero invece influenzati dalla dimensione dell'impresa e dagli adempimenti previsti dalla normativa primaria e secondaria. Occorrerebbe pertanto prevedere specifici coefficienti correttivi, nonché meccanismi di aggiornamento diversificati.
- 7.31 Sia per effetto delle dinamiche legate all'effettuazione delle nuove gare nei diversi anni, sia per effetto delle dinamiche legate al perdurare di gestioni sulla base di concessioni vigenti anche successivamente alla data di affidamento delle nuove concessioni, nel corso del quarto periodo regolatorio coesisteranno gestioni per ambito (anche se non ancora estese a tutto il territorio del singolo ambito di concessione per effetto di scadenze *ope legis* di singole concessioni comunali successive alla data di affidamento della gara d'ambito) e gestioni comunali o sovracomunali.
- 7.32 Tale situazione comporta la necessità di gestire la sovrapposizione di un sistema di riconoscimento dei costi differenziato per operatore e di un sistema differenziato per ambito territoriale. In relazione ai costi operativi, l'Autorità intende pertanto fissare sia costi riconosciuti unitari per impresa, sia costi riconosciuti unitari per ambito. Con riferimento ai costi riconosciuti unitari per impresa, l'Autorità si trova poi di fronte alla scelta se eliminare la differenziazione legata alla dimensione adottata nel terzo periodo di regolazione per il riconoscimento dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete. Tali elementi vengono combinati in diverse opzioni di regolazione, sviluppate secondo la metodologia AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.1.

- 7.33 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
- a) favorire l'efficienza nella gestione operativa del servizio;
 - b) promuovere la concorrenza;
 - c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio;
 - d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio;
 - e) semplificare i meccanismi di regolazione.
- 7.34 In particolare, vengono considerate 3 opzioni:

a) **opzione T1.0 (opzione nulla)**: fissare corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione associati alla singola impresa distributrice e differenziati per classe dimensionale e per densità di clientela servita;

b) **opzione T1.A**: fissare corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione:

- associati alla singola impresa distributrice e differenziati per classe dimensionale e per densità di clientela servita, da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
- associati all’ambito territoriale di concessione, differenziati per densità di clientela servita, da applicare alle “nuove” gestioni per ambito;

c) **opzione T1.B**: fissare corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione:

- associati alla singola impresa distributrice e differenziati per densità di clientela servita, da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
- associati all’ambito territoriale di concessione, differenziati per densità di clientela servita, da applicare alle “nuove” gestioni per ambito.

7.35 L’**opzione T1.0** rappresenta lo schema oggi in vigore. L’Autorità ritiene che tale soluzione risulti poco idonea alla gestione del processo di riforma del settore. La stazione appaltante si troverebbe infatti nell’impossibilità di definire il costo unitario riconosciuto a copertura dei costi operativi, essendo il medesimo costo dipendente dalle caratteristiche del soggetto che risulterà vincitore della gara e quindi non noto prima dello svolgimento della medesima. La logica di riconoscimento per impresa nel caso di variazioni marginali del perimetro servito può essere gestita senza rideterminazioni a posteriori; in presenza di variazioni significative del perimetro servito dal momento in cui sono fissate le tariffe al momento in cui il servizio viene effettivamente svolto - ipotesi che si verificherebbe nel caso di acquisizione di un nuovo ambito di concessione secondo le nuove regole - renderebbe necessaria la rideterminazione a posteriori del valore dei corrispettivi unitari riconosciuti, per tener conto del perimetro complessivo della singola impresa, sia in termini di dimensione, sia in termini di densità.

7.36 L’**opzione T1.A** e l’**opzione T1.B** si presentano entrambe come soluzioni idonee per la gestione della transizione verso un nuovo assetto del servizio e risultano compatibili con lo scenario di evoluzione del settore descritto nei paragrafi 7.23 e seguenti. Tali opzioni differiscono per le modalità di riconoscimento dei costi unitari a copertura dei costi operativi per le località nelle quali il servizio continua a essere svolto sulla base delle vecchie concessioni comunali o sovra-comunali, non essendo ancora stata assegnata la concessione secondo le nuove regole, o trattandosi di *enclave* con scadenze di concessione *ope legis* successive alla data di assegnazione della nuova concessione. Con riferimento alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale l’**opzione T1.A** mantiene la differenziazione dei corrispettivi per classe dimensionale e per densità, mentre l’**opzione T1.B** mantiene la sola differenziazione per densità.

7.37 L’**opzione T1.A** appare più idonea a garantire l’equilibrio economico-finanziario delle imprese nella transizione e dà continuità ai criteri di regolazione utilizzati nel terzo periodo regolatorio per il riconoscimento dei costi operativi. Di contro, l’**opzione T1.B** introduce una rilevante discontinuità rispetto ai livelli tariffari riconosciuti.

7.38 Nella tabella 1 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni:

Tabella 1

Obiettivi specifici	opzione T1.0	opzione T1.A	opzione T1.B
a) favorire l'efficienza nella gestione operativa del servizio	Media	Alta	Media
b) promuovere la concorrenza	Bassa	Alta	Alta
c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio	Bassa	Alta	Alta
d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio	Alta	Alta	Bassa
e) semplificare i meccanismi di regolazione	Media	Bassa	Bassa
Valutazione complessiva	Medio-Bassa	Medio-Alta	Media

Spunti per la consultazione

- S3. Osservazioni sulle ipotesi di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività nel terzo periodo di regolazione.
- S4. Osservazioni in tema di riconoscimento dei costi operativi ai fini tariffari.
- S5. Osservazioni sulle ipotesi di differenziazione dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi di distribuzione, come descritte nell'ipotesi di regolazione T1.

Costi operativi relativi al servizio di misura – installazione e manutenzione

- 7.39 L'Autorità intende prolungare per il quarto periodo regolatorio l'impostazione individuata con la deliberazione 28/2012, che tale deliberazione ha reso vigente per l'intervallo temporale 2013-2016 e che prevede la differenziazione dei costi riconosciuti in funzione della consistenza del parco misuratori.
- 7.40 In particolare, l'Autorità intende riconoscere un livello di base, comune a tutti gli operatori, determinato applicando la logica del *profit sharing* di fine periodo (si veda il paragrafo 7.9), e un elemento aggiuntivo a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti della deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, che prevede la valorizzazione della componente $\Delta CVER_{mit,t}$ sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese per le verifiche metrologiche dei misuratori elettronici di classe maggiore di G6, laddove rese necessarie dalla normativa vigente.

Costi operativi relativi al servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione e costi di commercializzazione

- 7.41 Per quanto riguarda i costi operativi relativi al servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione e costi di commercializzazione, l'Autorità non intende introdurre differenziazioni per classe di impresa. Per lo svolgimento di tali servizi l'Autorità ritiene che l'effetto di variabili esogene non sia rilevante e che pertanto una tale differenziazione implicherebbe il mero riconoscimento di inefficienze legate a una dimensione di scala non ottimale.

8 Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

- 8.1 Per l'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti l'Autorità intende applicare, in coerenza con le indicazioni della legge n. 481/95, il metodo del *price-cap*.

Fissazione degli obiettivi di recupero di produttività

- 8.2 Secondo i soggetti che hanno inviato osservazioni al documento 341/2012, i margini di efficienza raggiungibili per i prossimi periodi di regolazione sarebbero esauriti. In ogni caso dovrebbero essere applicati tassi di recupero di efficienza decrescenti nel tempo, in coerenza con le indicazioni espresse dal giudice amministrativo nella sentenza n. 2521/12. Il meccanismo di efficientamento dei costi avrebbe già operato negli ultimi due periodi regolatori e le aziende avrebbero già compiuto rilevanti sforzi per conseguire un assetto pregare efficiente e un livello di costi non ulteriormente riducibile: pertanto, in assenza di meccanismi incentivanti all'aggregazione di imprese come quelli vigenti, non sarebbe corretto continuare ad applicare tassi di recupero di produttività annuali maggiori di zero anche nel prossimo periodo regolatorio, almeno fintanto che non si sia proceduto allo svolgimento delle prime gare d'ambito.
- 8.3 Nell'ambito della consultazione è stata poi indicata da parte di alcuni soggetti la possibilità di prevedere revisioni dei costi operativi con cadenza inferiore al periodo quadriennale.
- 8.4 Come indicato nel documento 341/2012, l'Autorità ritiene che non sia ancora matura l'estensione al settore della distribuzione del gas del criterio già impiegato nel settore elettrico, secondo cui l'*X-factor* viene fissato in modo tale da trasferire ai clienti finali, entro un orizzonte temporale prestabilito, recuperi di efficienza già conseguiti e non ancora trasferiti ai clienti finali. Tale valutazione sottende l'ipotesi che nel settore della distribuzione del gas vi siano ancora spazi per recuperi di efficienza, in parte riconducibili alle economie che dovrebbero essere conseguito per effetto del processo di accorpamento degli ambiti previsto in attuazione delle disposizioni del decreto legge n. 159/07.
- 8.5 A questo scopo l'Autorità sta conducendo, con il supporto del Politecnico di Torino e del Politecnico di Milano, approfondimenti e analisi volti a supportare le proprie decisioni.
- 8.6 In una prima fase lo studio prevede una breve rassegna della letteratura in tema di analisi di produttività, con particolare riferimento alle applicazioni nel settore della distribuzione del gas naturale, e degli utilizzi in ambito regolatorio dei risultati ottenuti ai fini della definizione del parametro di recupero produttività.
- 8.7 Una seconda fase prevede lo svolgimento di un'analisi fondata su un *panel* di dati relativi al periodo 2008-2011 desumibili dai conti separati delle imprese di distribuzione del gas, con l'utilizzo di metodi parametrici e non parametrici.
- 8.8 Mediante la valutazione di indici di produttività totale, l'Autorità intende misurare i recuperi di efficienza conseguiti nel settore e verificare se la scelta operata per il terzo periodo di regolazione, di applicare il metodo del *price-cap* ai soli costi operativi, abbia portato a distorsioni nelle scelte delle imprese.
- 8.9 Una terza fase del progetto è mirata a una valutazione critica dei risultati dell'analisi in ottica applicativa, ai fini della definizione del parametro di recupero di produttività per il quarto periodo regolatorio della distribuzione del gas. Sulla base delle risultanze di tali analisi l'Autorità procederà poi alla fissazione degli *X-factor* da applicare nel quarto periodo di regolazione.

- 8.10 Per quanto riguarda il servizio di distribuzione – gestione infrastrutture di rete, l’Autorità intende, in coerenza con le scelte che saranno operate in relazione alla fissazione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (si vedano i paragrafi 7.29 e seguenti), determinare obiettivi di recupero di produttività così articolati:
- obiettivi di recupero di produttività da applicare ai corrispettivi unitari d’ambito;
 - obiettivi di recupero di produttività da applicare ai corrispettivi unitari d’impresa.
- 8.11 Per quanto riguarda il servizio di misura – installazione e manutenzione, l’Autorità nella fissazione dell’obiettivo di recupero di produttività intende tener conto della discontinuità gestionale implicata dalla migrazione verso sistemi di telegestione.
- 8.12 In ragione della possibile estensione del periodo di regolazione a sei anni, l’Autorità intende definire gli obiettivi di recupero di produttività su base triennale e prevedere che alla fine del triennio siano effettuate analisi volte ad accertare la necessità di eventuali rimodulazioni degli obiettivi di recupero di produttività per il triennio successivo. Le modalità di svolgimento di tali verifiche infra-periodo saranno comunque definite all’inizio del periodo regolatorio in ottica di certezza e stabilità della regolazione.

Ripartizione a fine periodo dei maggiori recuperi conseguiti rispetto ai livelli obiettivo (c.d. profit sharing di periodo)

- 8.13 L’Autorità è orientata a prevedere la simmetrica ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti tra imprese distributrici e clienti finali alla fine del quarto periodo regolatorio.
- 8.14 Tali valutazioni saranno effettuate per aggregati nazionali e non per singole imprese o per singoli ambiti di concessione.

9 Disposizioni per le località in avviamento

- 9.1 Nel terzo periodo di regolazione, con riferimento alle località in periodo di avviamento, sono state definite regole *ad hoc* in merito al calcolo dei punti di riconsegna attivi rilevanti ai fini della fissazione del vincolo ai ricavi ammessi. In particolare, relativamente a tali località i punti di riconsegna sono stati calcolati come prodotto del tasso di diffusione della distribuzione gas per le località in avviamento e il numero delle famiglie residenti nel comune considerato, come risultante dall’edizione più aggiornata del “Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre” pubblicato dall’ISTAT.
- 9.2 Nel quarto periodo di regolazione, con riferimento alle località in avviamento, l’Autorità intende valutare la possibilità di modificare tale impostazione, prevedendo regole *ad hoc* per la definizione dei costi operativi unitari riconosciuti. In particolare, l’Autorità intende riconoscere un livello dei costi operativi in linea con il costo operativo unitario massimo calcolato a livello di singole imprese distributrici, sulla base dell’opzione scelta tra le ipotesi di regolazione T.1. Eventualmente tale costo massimo potrebbe essere incrementato di una percentuale al fine di garantire la copertura dei costi nella fase di avviamento. Le ipotesi di revisione delle modalità di determinazione del vincolo ai ricavi ammessi saranno trattate in un successivo documento.

10 Disposizioni relative al servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

- 10.1 Nel terzo periodo di regolazione l’Autorità, con riferimento al servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, ha previsto regole sostanzialmente analoghe a quelle adottate con riferimento al servizio di distribuzione e misura del gas naturale in merito alla definizione tanto dei costi di capitale che dei costi operativi. In particolare, la regolazione ha previsto l’applicazione della medesima componente a copertura dei costi operativi, differenziata in relazione alla densità e alla classe dimensionale delle imprese, sia alle imprese distributrici di gas naturale che alle imprese distributrici di gas diversi.
- 10.2 Nel documento 341/2012 l’Autorità, in ragione dell’esistenza di peculiarità relative all’organizzazione del servizio e delle caratteristiche tecnico-gestionali, nonché delle difficoltà emerse nella gestione degli adempimenti regolatori previsti nel terzo periodo di regolazione, ha proposto di definire una regolazione specifica, fondata su logiche di costi *standard*.
- 10.3 Durante la consultazione i soggetti interessati hanno espresso parere favorevole in merito al riconoscimento della specificità del servizio, pur manifestando perplessità in merito all’adozione di un approccio basato sui costi *standard* in luogo del riconoscimento dei costi effettivi. In alternativa, un soggetto ha proposto di mantenere nel prossimo periodo di regolazione il quadro tariffario definito nella deliberazione 159/08, introducendo alcune modifiche e integrazioni al fine di meglio cogliere le specificità del settore. Alcuni soggetti, in ragione della marginalità geografica e della condizioni di particolare impegno economico per la realizzazione di reti urbane, hanno proposto di introdurre meccanismi, eventualmente semplificati, di perequazione.
- 10.4 Con riferimento al quarto periodo di regolazione l’Autorità intende valutare la possibilità di riconoscere un costo operativo specifico per il servizio di distribuzione di gas diversi tramite reti canalizzate, indifferenziato a livello di impresa. Tale costo sarà determinato sulla base dei rendiconti separati resi delle imprese distributrici relativi al 2011. La scelta di definire un corrispettivo specifico per tali realtà è giustificata dal fatto che le reti di distribuzione di gas diversi dal naturale è tipicamente svolta in aree montane e collinari a bassa densità e per bacini di utenza limitati. Il livello del corrispettivo specifico verrà comunque definito sulla base di criteri di efficienza, anche mediante analisi comparate dei dati delle imprese che svolgono tale servizio.

X-factor per il quinto periodo di regolazione

- 10.5 L’Autorità, condividendo l’opinione espressa in consultazione da diversi soggetti, ritiene opportuno rimandare a valutazioni future l’individuazione dei criteri da adottare per la fissazione degli obiettivi di recupero di produttività per il quinto periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

- S6. Osservazioni in tema di fissazione degli obiettivi di recupero di produttività.
- S7. Osservazioni in tema di *profit sharing* di fine periodo.
- S8. Osservazioni in merito alla definizione dei costi operativi in caso di avviamento
- S9. Osservazioni in merito alla definizione dei costi operativi per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

PARTE IV – CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI COSTI DI CAPITALE

11 Criteri per la definizione del livello iniziale del capitale investito centralizzato

11.1 Nel documento 341/2012, l’Autorità ha proposto di adottare, ai fini della determinazione del livello iniziale del capitale investito centralizzato per il quarto periodo regolatorio, gli stessi criteri già impiegati nel precedente periodo.

Perimetro del capitale investito centralizzato

11.2 Il perimetro del capitale investito centralizzato è definito in coerenza con l’impostazione adottata nel terzo periodo di regolazione.

11.3 Sono considerate immobilizzazioni centralizzate tutte le tipologie di cespiti relative a immobilizzazioni materiali diverse da quelle ricomprese nel perimetro delle immobilizzazioni di località e le immobilizzazioni immateriali. Sono escluse le poste relative ad avviamento e a oneri relativi alla concessione, che non concorrono alla determinazione del capitale investito riconosciuto.

11.4 Ai fini della regolazione tariffaria le immobilizzazioni centralizzate si distinguono in:

- immobili e fabbricati non industriali;
- altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali quali ad esempio sistemi di telecontrollo, attrezzature, automezzi, sistemi informatici mobili e arredi, licenze *software*.

11.5 Costituiscono immobilizzazioni centralizzate relative al servizio di misura le tipologie di cespiti:

- sistemi di telelettura e telegestione
- concentratori.

Composizione del capitale investito netto centralizzato

11.6 Il capitale investito netto centralizzato, coerentemente con l’impostazione del terzo periodo di regolazione, risulta così composto:

- immobilizzazioni nette centralizzate;
- capitale circolante netto riferito a funzioni centralizzate;
- quota parte delle poste rettificative, comprendenti il trattamento fine rapporto, assegnata a correzione delle immobilizzazioni nette centralizzate;
- contributi pubblici in conto capitale.

Determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate

- 11.7 Per la valorizzazione delle immobilizzazioni nette centralizzate nel documento 341/2012 l’Autorità ha prospettato la conferma dei criteri già impiegati nel terzo periodo di regolazione per la determinazione del livello iniziale del capitale investito centralizzato.
- 11.8 Secondo tale impostazione l’Autorità, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati (2011) delle imprese distributrici, determina il livello unitario medio del capitale investito (espresso in euro/pdr) relativo alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*. Il valore unitario, per punto di riconsegna servito, delle immobilizzazioni nette centralizzate è unico a livello nazionale.
- 11.9 Durante la consultazione alcuni soggetti hanno proposto che il livello iniziale delle immobilizzazioni centralizzate sia fissato a livello di impresa distributtrice sulla base del metodo del costo storico rivalutato, tenendo conto dei costi effettivamente sostenuti. Secondo tali soggetti l’adozione della metodologia parametrica non consentirebbe di remunerare correttamente gli investimenti effettuati dalle imprese. Per alcune tipologie di investimento su cui impatta fortemente l’evoluzione normativa e regolatoria (es. *software*), inoltre, risulterebbe difficile introdurre parametri *standard* di riferimento, non esistendo una loro dipendenza lineare con i punti di riconsegna.
- 11.10 Un soggetto ha evidenziato che la definizione dei livelli dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi di capitale centralizzato non può prescindere dal riconoscimento dell’esistenza di significative “economie di scala”. Non sarebbe pertanto corretto adottare un unico valore unitario, indipendentemente dalla dimensione aziendale, in quanto tale scelta determinerebbe indiscutibili vantaggi per le realtà più grandi e potrebbe essere anche fortemente penalizzante per le realtà più piccole. In ragione di ciò, risulterebbe opportuno, anche in considerazione dell’attuale significativo processo di razionalizzazione dimensionale determinato dalla riforma ambiti, prevedere per ciascun ambito un valore rappresentativo dei costi correlati alla gestione a livello territoriale, corretto attraverso un coefficiente che ne preveda un decremento proporzionale al crescere degli ambiti gestiti da un medesimo operatore.
- 11.11 L’Autorità non ritiene percorribile tale ipotesi prospettata nella consultazione, dal momento che implicherebbe una differenziazione dei corrispettivi riconosciuti in funzione della dimensione del soggetto che si aggiudica la gara.
- 11.12 In ogni caso il livello del capitale investito sarà determinato con riferimento al sotto-insieme di imprese utilizzato per la fissazione del costo operativo riconosciuto, in modo da garantire una corretta copertura dei costi, tenuto conto delle differenti soluzioni (*make or buy*) e quindi del diverso grado di terziarizzazione delle funzioni centralizzate tra imprese.
- 11.13 L’Autorità ritiene che la questione relativa alla determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate meriti un approfondimento, rendendosi necessaria la formulazione di opzioni alternative che verranno sviluppate in chiave AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.2

- 11.14 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
- a) favorire l’efficienza nella gestione del servizio;
 - b) promuovere la concorrenza;
 - c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio;

- d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio;
- e) semplificare i meccanismi di regolazione.

11.15 In particolare, vengono considerate quattro opzioni:

a) **opzione T2.0 (opzione nulla)**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* unici su tutto il territorio nazionale. Tali livelli vengono applicati sia alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale, sia alle “nuove” gestioni per ambito;

b) **opzione T2.A**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*:

- unici su tutto il territorio nazionale da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
- differenziati per classe dimensionale, da applicare alle “nuove” gestioni per ambito.

c) **opzione T2.B**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* differenziati per classe dimensionale da applicare sia alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale, sia alle “nuove” gestioni per ambito;

d) **opzione T2.C**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*:

- differenziati per classe dimensionale, da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
- unici su tutto il territorio nazionale da applicare alle “nuove” gestioni per ambito.

11.16 L’**opzione T2.0** rappresenta lo schema oggi in vigore. Tale soluzione garantisce continuità con il passato e appare compatibile con la migrazione verso il nuovo assetto del settore.

11.17 L’**opzione T2.A** garantisce continuità con il passato per la gestione delle “vecchie” concessioni di dimensione comunale o sovra-comunale e prevede una differenziazione dei livelli unitari del capitale investito riconosciuti per le “nuove” concessioni per ambito. Tale soluzione dà seguito alle istanze presentate in sede di consultazione e gradua il livello unitario del capitale investito riconosciuto per le funzioni centralizzate in base alla dimensione dell’ambito. Questa soluzione garantisce un più elevato grado di copertura dei costi per i soggetti che si trovino nella condizione di vedersi assegnata la gestione di un solo ambito a seguito delle gare. Per contro consente a soggetti che gestiscano pluralità di ambiti di conseguire margini derivanti dal differenziale tra il livello effettivo del capitale investito, presumibilmente più basso per il conseguimento di economie di scala, e il livello del capitale investito riconosciuto.

11.18 L’**opzione T2.B** implica una generale discontinuità con il passato, prevedendo l’estensione della differenziazione dei livelli anche alle vecchie concessioni. In quest’ultimo caso la discontinuità con il passato potrebbe trovare giustificazione nel fatto che nel nuovo regime di gestione delle concessioni per ambito la riduzione del numero di operatori e quindi l’efficientamento del servizio viene perseguito con l’esperimento delle nuove gare.

11.19 L’**opzione T2.C**, infine, equilibra da un lato l’esigenza di graduare il livello di copertura dei costi nelle gestioni esistenti, dall’altro quella di evitare distorsioni nei meccanismi di gara.

11.20 Nella Tabella 2 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni:

Tabella 2

Obiettivi specifici	opzione T2.0	opzione T2.A	opzione T2.B	opzione T2.C
a) favorire l'efficienza nella gestione delle funzioni centralizzate	Alta	Media	Bassa	Media
b) promuovere la concorrenza	Medio-Alta	Bassa	Bassa	Medio-Alta
c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio	Alta	Media	Media	Media
d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio	Medio-bassa	Medio-bassa	Alta	Medio-Alta
e) semplificare i meccanismi di regolazione	Alta	Media	Medio-bassa	Media
Valutazione complessiva	Medio-Alta	Medio-bassa	Medio-bassa	Medio-Alta

Determinazione del capitale investito centralizzato relativo al servizio di misura

11.21 Con la deliberazione 28/2012 l'Autorità ha introdotto due componenti a copertura dei costi relativi ai sistemi di telegestione:

- la componente $t(tel)_t$ a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione, unica a livello nazionale;
- la componente $t(con)_{t,d}$ a copertura dei costi dei concentratori, eventualmente differenziata sulla base dei parametri di densità delle località servite.

11.22 Nella deliberazione 28/2012 l'Autorità si è riservata di valutare l'opportunità di differenziare la componente tariffaria $t(con)_{t,d}$ sulla base di un parametro di densità relativo alle località servite. In relazione a tale aspetto è intenzione dell'Autorità valutare le esigenze di differenziare i costi riconosciuti in funzione della densità in concomitanza del *roll out* dei misuratori per il *mass market*.

Determinazione del livello del capitale circolante netto riferito a funzioni centralizzate

11.23 In relazione alla determinazione del livello del capitale circolante netto l'Autorità non ritiene che sussistano le condizioni per introdurre modifiche rispetto all'impostazione già adottata nel terzo periodo di regolazione ed è pertanto orientata a confermare l'approccio già adottato nel precedente periodo di regolazione. Di conseguenza il valore del capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni centralizzate è calcolato in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde.

Poste rettificative

11.24 Al fine della valorizzazione delle poste rettificative, in una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione, l'Autorità intende mutuare la soluzione adottata per la regolazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, che prevede l'applicazione di una percentuale unica nazionale, calcolata sulla base dell'incidenza delle poste rettificative valutate a livello aggregato nazionale. Questa verrà determinata sulla base dei dati riportati nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici.

Contributi pubblici in conto capitale

11.25 Si rimanda al capitolo 18 del presente documento.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni sui criteri di determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate di impresa.

S11. Osservazioni sui criteri di determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni centralizzate relative al servizio di misura.

12 Aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni nette centralizzate e delle immobilizzazioni centralizzate del servizio di misura

- 12.1 Ai fini dell'aggiornamento annuale delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale centralizzato all'interno del periodo regolatorio, con riferimento alla quota parte destinata alla copertura dei costi di capitale di *immobili e fabbricati non industriali*, l'articolo 43 della RTDG prevede l'applicazione di una franchigia pari a +/-10%. Come già evidenziato nel documento 341/2012, l'applicazione di tale franchigia, pur corretta sul piano teorico, ha comportato un aumento della variabilità dei livelli dei corrispettivi unitari riconosciuti alle imprese, che, anche in relazione alle dinamiche di aggregazione societaria, non ha favorito la trasparenza e la prevedibilità dei meccanismi regolatori.
- 12.2 In un'ottica di semplificazione dei meccanismi di regolazione, l'Autorità intende confermare l'orientamento già espresso nel documento 341/2012, di rimuovere la franchigia prevista per l'aggiornamento dei valori unitari a copertura dei costi relativi agli *immobili e fabbricati non industriali*, che è stato sostanzialmente condiviso dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione.
- 12.3 Per il resto l'Autorità è orientata a confermare i criteri già previsti nel terzo periodo di regolazione con riferimento sia ai cespiti centralizzati di impresa, sia ai cespiti centralizzati relativi al servizio di misura.

Spunti per la consultazione

S12. Osservazione sui criteri di aggiornamento annuale dei corrispettivi a copertura dei costi di capitale delle immobilizzazioni nette centralizzate e delle immobilizzazioni centralizzate del servizio di misura.

13 Criteri per la definizione degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni centralizzate

- 13.1 Per la determinazione degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni centralizzate l’Autorità è orientata ad applicare le stesse logiche descritte in relazione alla fissazione del livello del capitale investito centralizzato.
- 13.2 Secondo tale impostazione l’Autorità, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati (2011) delle imprese distributrici, determina il livello unitario degli ammortamenti (espresso in euro/pdr) relativo alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*.
- 13.3 Le scelte saranno coerenti con quelle implicate dalle opzioni descritte in relazione all’ipotesi di regolazione T2.

Spunti per la consultazione

S13. Osservazioni sui criteri di determinazione degli ammortamenti relativi a cespiti centralizzati.

14 Criteri per la determinazione del livello iniziale del capitale investito di località

Perimetro del capitale investito di località

- 14.1 Nell’ambito della consultazione alcuni soggetti hanno ritenuto non corretta l’inclusione nel perimetro degli investimenti centralizzati dei concentratori, in ragione del fatto che questi, per comunicare con i misuratori devono essere posizionati in ogni comune e che, come conseguenza, il sistema formato da concentratori e misuratori deve essere considerato parte integrante della rete di distribuzione locale.
- 14.2 In merito l’Autorità intende confermare l’impostazione adottata con la deliberazione 28/2012, volta a evitare distorsioni sulle scelte di tipo *make or buy* delle imprese. Tale impostazione declina infatti l’orientamento generale dell’Autorità a riconoscere in tariffa il valore di un servizio anziché il mero costo di realizzazione delle infrastrutture.
- 14.3 Nel caso di investimenti nell’eventuale infrastruttura di comunicazione sottesa all’implementazione dei sistemi di telegestione, la regolazione è volta a garantire la neutralità rispetto alle scelte operative delle imprese. Nello specifico l’Autorità ritiene che l’applicazione di logiche di riconoscimento a consuntivo di investimenti specifici potrebbe favorire soluzioni di tipo *make* (ovvero l’impresa realizza una propria rete infrastrutturale di telecomunicazioni, a discapito di soluzione di terziarizzazione del servizio, che implicano l’utilizzo di reti di telecomunicazione di terzi già esistenti) anche nei casi in cui queste non siano economicamente efficienti.
- 14.4 In coerenza con l’impostazione del terzo periodo di regolazione le immobilizzazioni di località per il servizio di distribuzione sono costituite dalle seguenti tipologie di cespiti:
- terreni sui quali insistono fabbricati industriali;
 - fabbricati industriali;

- impianti principali e secondari;
- condotte stradali;
- impianti di derivazione (allacciamenti).

14.5 Le immobilizzazioni di località per il servizio di misura sono costituite dalle seguenti tipologie di cespiti:

- gruppi di misura tradizionali;
- dispositivi addizionali (*add-on*);
- gruppi di misura elettronici, differenziati per classe.

Composizione del capitale investito netto di località

14.6 Il capitale investito netto di località, relativo ai servizi di distribuzione e misura, è determinato come somma algebrica delle seguenti componenti:

- immobilizzazioni nette di località;
- capitale circolante netto riferito a funzioni locali;
- immobilizzazioni in corso di località;
- quota parte delle poste rettificative, comprendenti il trattamento fine rapporto, assegnata a correzione delle immobilizzazioni nette centralizzate;
- contributi pubblici in conto capitale e contributi privati.

Determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località

14.7 L’Autorità nel documento 341/2012 ha prospettato l’ipotesi di confermare il criterio generale di valutazione del capitale investito di località basato sul metodo del costo storico rivalutato.

14.8 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha valutato positivamente tale ipotesi.

14.9 Un soggetto ha segnalato una criticità emersa nell’ambito del terzo periodo regolatorio, consistente nel fatto che solo ad alcune categorie di aziende sarebbe stato concesso, in presenza di determinate circostanze, di avvalersi, per il calcolo della RAB di inizio periodo, di dati economici derivati da valutazioni peritali relative agli impianti gestiti. Come indicato dallo stesso soggetto che ha formulato tali osservazioni, il giudice amministrativo non ha ritenuto meritevoli di accoglimento tali doglianze.

14.10 Secondo il medesimo soggetto, le gara d’ambito risulteranno tanto più equilibrate, tanto minore sarà, nel suo complesso, l’entità del differenziale tra VIR e RAB. Sulla base del presupposto che i valori desumibili dalle perizie consentirebbero di meglio approssimare il reale valore industriale dei beni, il soggetto propone di riconsiderare parzialmente quanto stabilito nell’articolo 13 della delibera 159/08, consentendo, all’inizio del prossimo periodo regolatorio, alle aziende che potessero dimostrare di disporre di perizie asseverate prima dell’entrata in vigore della stessa deliberazione 159/08, di utilizzare i dati di perizia per la ricostruzione della RAB iniziale di periodo. Tale misura avrebbe, tra gli altri vantaggi, quello di ridurre l’entità del differenziale VIR/RAB, con esiti positivi sia sullo svolgimento della gara, sia sul livello di oneri da trasferire al mercato finale, risultando tali oneri distribuiti su vite tecniche di 50 anni, rispetto ai 12 anni di durata dell’affidamento conseguente alla prima

gara.

- 14.11 L'Autorità ritiene opportuno sviluppare alcune riflessioni in relazione a tali valutazioni e alle relazioni tra criteri di valorizzazione dei cespiti ai fini regolatori e modalità di riconoscimento al gestore entrante dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso, come determinato dal decreto n. 226/11, e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località. In particolare, l'Autorità intende affrontare, congiuntamente i temi dei criteri di valorizzazione del capitale investito di località ai fini regolatori e quello del riconoscimento in tariffa della differenza tra VIR e RAB ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11, che nel documento 341/2012 erano stati trattati separatamente.

Accertamento della differenza tra VIR e RAB

- 14.12 Sulla base del comma 14 dell'articolo 5 del decreto n. 226/11, qualora il valore di rimborso al gestore uscente superi di oltre il 25% il valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciuto dalla regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'Ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio all'Autorità. Eventuali osservazioni dell'Autorità sull'applicazione delle previsioni contenute nel regolamento al valore di rimborso dovranno essere rese pubbliche.
- 14.13 L'Autorità, come ricordato nel documento per la consultazione 212/2012/R/GAS, in coerenza con il suo mandato istituzionale di tutela dei clienti finali, intende sviluppare una metodologia di analisi dei valori di rimborso al gestore uscente (non oggetto del presente documento per la consultazione) che consenta la verifica dei costi che vengono posti in capo ai clienti finali e permetta di individuare eventuali situazioni anomale.
- 14.14 E' in questa fase del processo che l'Autorità intende attuare quanto indicato nel documento 341/2012, valutando l'ipotesi di dotarsi di strumenti che consentano di identificare gli scostamenti del valore di rimborso rispetto a una valutazione a costi di sostituzione *standard*.
- 14.15 La procedura di verifica, secondo le intenzioni dell'Autorità, dovrebbe svilupparsi in due stadi:
- determinazione dello scostamento tra VIR e valore a costi di sostituzione *standard*;
 - analisi degli scostamenti.
- 14.16 Qualora lo scostamento tra VIR e valore a costi di sostituzione *standard* sia compreso in un intervallo determinato sulla base di una ragionevole soglia di tolleranza definita dall'Autorità, quest'ultima procederà al riconoscimento della differenza tra VIR e RAB senza ulteriori analisi.
- 14.17 Qualora lo scostamento tra VIR e valore a costi di sostituzione *standard* non ricada nell'intervallo di tolleranza, l'Autorità procederà ai necessari approfondimenti ai fini di valutare la reale integrale riconoscibilità di tali costi.

Criticità relative allo scostamento VIR-RAB

- 14.18 Il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB potrebbe avere un impatto significativo sulle tariffe del servizio di distribuzione. Si consideri che nell'ipotesi di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB come prospettata nel documento 341/2012, a fronte di uno scostamento VIR-RAB pari al +5%, ci sarebbe un impatto complessivo pari a circa +2,5% sul livello dei costi riconosciuti e pari a circa +0,3%-0,4% sulla spesa annua del cliente tipo

(occorre peraltro considerare che lo scaglionamento nel tempo dello svolgimento delle gare diluirà tale fenomeno). Considerato tale impatto, che potrebbe essere superiore ai valori illustrati, in relazione all'esigenza di tutela degli interessi degli utenti, l'Autorità ritiene pertanto necessario vagliare la natura di tali scostamenti e analizzare gli effetti che i diversi approcci nel riconoscimento di tale differenza possono produrre in termini di onerosità del servizio, come meglio si vedrà nel seguito.

- 14.19 L'Autorità ritiene che, nei casi in cui il valore delle immobilizzazioni nette di località sia stato determinato ai fini tariffari sulla base dei dati concreti delle singole imprese, differenze tra VIR e RAB difficilmente possano giustificare oneri a carico dei clienti finali. L'analisi condotta sulle ragioni di possibili scostamenti tra VIR e RAB ha portato a identificare due partite sulle quali è opportuno avviare una riflessione. Parte delle differenze potrebbe essere riconducibile alla diversa perimetrazione dei contributi: nella regolazione tariffaria è previsto che parte dei contributi da privati sia portata in diminuzione del capitale investito, mentre ai sensi delle disposizioni del decreto n. 226/11, ai fini della valutazione del VIR sono considerati solo i contributi pubblici. Parte delle differenze potrebbe essere riconducibile alla diversa durata delle vite utili dei cespiti, essendo quelle assunte ai fini regolatori più brevi rispetto a quelle riportate nel decreto n. 226/11. Il riconoscimento di tali differenze potrebbe implicare di fatto un doppio riconoscimento di costi a carico dei clienti finali.

Considerazioni sulla previsione dell'articolo 13 del decreto n. 226/11 alla luce delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11

- 14.20 Tra le condizioni economiche oggetto di gara è compreso lo sconto sulla quota di ammortamento, nella misura riconosciuta in tariffa, della differenza tra il valore complessivo di rimborso ai gestori uscenti e la somma delle immobilizzazioni nette di località appartenenti all'ambito.
- 14.21 L'articolo 24, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11 prevede che l'Autorità, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi di cui all'articolo 46-bis, comma 2, del decreto legge n. 159/07, riconosca in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso, come determinato ai sensi del decreto n. 226/11, e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località.
- 14.22 Come indicato nel documento 341/2012, l'Autorità è orientata a riconoscere annualmente un ammontare calcolato come rata annua posticipata di ammortamento di un debito, determinato secondo logiche finanziarie di ammortamento a rata costante, assumendo un tasso di attualizzazione pari al livello del tasso di rendimento del capitale di debito utilizzato ai fini della determinazione del WACC.
- 14.23 A tal proposito risulta ragionevole limitare tale riconoscimento ai casi in cui la differenza sia riferita a cespiti dove gestore uscente e gestore entrante siano diversi¹⁸.
- 14.24 Tale soluzione implica tuttavia un'alterazione della posizione dei diversi soggetti che partecipano alla gara. Chi è proprietario di quote consistenti di *asset* in un ambito risulterebbe paradossalmente svantaggiato in sede di gara da tale disposizione, in quanto potrebbe offrire lo sconto solo su porzioni limitate del valore degli *asset*.
- 14.25 In alternativa, si potrebbe prevedere il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB per tutti i cespiti. In questo caso è evidente che, specularmente rispetto alla prima soluzione, il

¹⁸ Nei casi di raggruppamenti temporanei di imprese viene valutato come gestore uscente o gestore entrante l'intero perimetro delle società appartenenti al raggruppamento medesimo.

soggetto proprietario godrebbe di un rilevante vantaggio, potendo offrire sconti elevati sulle quote di proprietà, non essendo connessi a tali quote effettivi esborsi finanziari.

- 14.26 Rispetto a tali criticità, oltre alle ipotesi indicate nei paragrafi precedenti, si potrebbe prevedere l'ipotesi di assumere il VIR quale valore delle immobilizzazioni di località ai fini regolatori. Tale ipotesi avrebbe da un lato il vantaggio di diluire eventuali differenze tra VIR e RAB su un periodo più lungo, riducendo quindi l'impatto sulle tariffe, dall'altro di eliminare le criticità sopra esplicitate in relazione alla valutazione delle offerte, in quanto la differenza tra VIR e RAB sarebbe nulla.
- 14.27 Rispetto a tali ipotesi l'Autorità intende fare una attenta valutazione, esaminando i diversi profili di criticità e coordinando il proprio intervento sia con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sia con il Ministero dello sviluppo economico, per i profili di competenza.

Esigenze di certezza sul VIR per i soggetti che partecipano alla gara

- 14.28 Rispetto alle esigenze, segnalate anche nell'ambito della consultazione, di certezza sul VIR riconosciuto in tariffa, l'Autorità tiene a precisare che tutte le analisi di congruità e le valutazioni descritte nei paragrafi precedenti dovranno essere svolte prima dello svolgimento della gara. Pertanto le attività di analisi saranno organizzate in modo tale che i valori delle reti indicati nel bando di gara, qualora coerenti con le indicazioni formulate dall'Autorità, dovranno poi trovar riconoscimento in tariffa

Valutazioni a costi standard dei gruppi di misura di classe superiore a G40

- 14.29 L'Autorità con la deliberazione 28/2012 ha definito i costi *standard* per tutte le classi dei gruppi di misura per l'anno 2012 e ha contestualmente fissato i livelli di riferimento per gli anni 2013-2014 limitatamente ai *cluster* intermedio e *mass market*.
- 14.30 Per il *cluster* di taglia grande l'Autorità è orientata a confermare per l'anno 2013 gli stessi valori previsti per l'anno 2012. Per gli anni successivi l'Autorità intende aggiornare annualmente il valore del costo *standard* riconosciuto tenendo conto dell'andamento dei costi effettivi, come rilevati tramite apposite raccolte dati, applicando logiche improntate allo *sharing* tra imprese e clienti finali delle maggiori efficienze nell'impiego del fattore capitale. L'Autorità, nell'ottica di tutela dei clienti finali, effettuerà in ogni caso analisi di congruità sui costi effettivi.

Determinazione del livello del capitale circolante netto riferito ai cespiti di località

- 14.31 Si applicano gli stessi criteri enunciati in relazione alle immobilizzazioni centralizzate.

Poste rettificative

- 14.32 Si applica lo stesso criterio enunciato con riferimento alle immobilizzazioni centralizzate.

Contributi pubblici in conto capitale

- 14.33 Si veda il capitolo 18.

15 Criteri per l'aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni di località

15.1 Per l'aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazione di località l'Autorità, fatto salvo quanto di seguito indicato in relazione alla valutazione dei nuovi investimenti, è orientata a confermare i criteri già applicati nel terzo periodo di regolazione. Il tema del riconoscimento di maggiorazioni al tasso di remunerazione del capitale investito, attualmente disciplinato dal comma 45.3 della RTDG, è stato oggetto di trattazione nell'ambito del documento 501/2012. Come indicato in tale documento l'Autorità è orientata a riassorbire tali incentivi nei meccanismi di determinazione dei premi e delle penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. Le modalità attuative saranno definite nell'ambito del procedimento relativo alla qualità del servizio.

Valutazione dei nuovi investimenti

15.2 Nel documento 341/2012 l'Autorità ha indicato, in coerenza con quanto prospettato nelle Linee strategiche 2012-2014, l'ipotesi di introdurre criteri di valutazione a costi *standard* applicati a partire dalle categorie di investimento maggiormente rilevanti e meno soggette a specificità che potrebbero rendere eccessivamente complessa l'attuazione della regolazione stessa, rimandando ai successivi documenti per la consultazione lo sviluppo di tali ipotesi. Per quanto riguarda gli investimenti di località relativi al servizio di misura l'Autorità intende confermare l'impostazione indicata nella deliberazione 28/2012.

15.3 Le considerazioni e gli orientamenti riportati nel seguito sono riferiti agli investimenti relativi alle infrastrutture di rete proprie del servizio di distribuzione. Al riguardo, rispetto all'impostazione indicata nel documento 341/2012, imprese distributrici e loro associazioni, tranne in un caso, si sono dichiarate contrarie all'introduzione di criteri di valutazione a costi *standard*, anche se limitati ad alcune categorie di investimento. E' stato segnalato, tra l'altro, che, viste le difficoltà ad individuare tutte le variabili che possono incidere sui costi, l'adozione di *standard* potrebbe comportare sovrastime o sottostime dei costi, premiando gli operatori diffusi sul territorio, che vedrebbero mediati gli effetti sul territorio servito. E' stato poi segnalato che, in coerenza con quanto determinato in materia dalla giurisprudenza amministrativa, la valutazione di tutto lo *stock* di capitale investito e il suo aggiornamento annuale nel corso del periodo regolatorio dovrebbe essere effettuata sulla base del costo storico rivalutato, qualora l'impresa disponga di dati concreti, al fine di garantire alle imprese di distribuzione la corretta remunerazione dell'attività effettivamente svolta. Un altro soggetto ha sottolineato l'importanza di poter stimare correttamente i flussi di cassa futuri prima della partecipazione alla gara, tenendo conto del forte impatto che potrebbero avere gli interventi di adeguamento e potenziamento delle reti. Un soggetto non si è dichiarato contrario all'introduzione di costi *standard*, ma ha sottolineato l'esigenza di un'introduzione graduale, approfonditamente studiata anche con gli operatori.

15.4 In merito l'Autorità intende innanzitutto rimarcare che gli orientamenti giurisprudenziali che hanno portato all'adozione del costo storico rivalutato non impediscono al regolatore di scegliere opzioni che prevedano l'impiego di costi *standard* in luogo di costi effettivi. L'Autorità reputa indispensabile ribadire il principio che valutazioni a costi *standard* risultano del tutto coerenti con il quadro normativo in cui si inserisce l'attività del regolatore e con lo spirito della legge 481/95. Peraltro logiche di riconoscimento degli investimenti a costi *standard*, come visto nel precedente paragrafo 15.2, sono state introdotte per i cespiti di località relativi al servizio di misura.

15.5 In secondo luogo l'Autorità ritiene che il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti presenti criticità. L'opera del regolatore non può ridursi a un mero esercizio contabile di

calcolo del costo sostenuto dagli operatori per lo svolgimento del servizio. L'utilizzo e il fondamento delle scelte tariffarie sulla base dei dati riportati nei rendiconti delle imprese non implica la necessità di riconoscere acriticamente tali costi. Va poi considerato che il riconoscimento dei costi a piè di lista implica lo svolgimento di controlli e verifiche a rotazione che consentano di monitorare puntualmente le dinamiche di investimento delle imprese. Considerata la numerosità dei soggetti coinvolti e l'estensione del servizio nel Paese, l'attività di verifica sarebbe in ogni caso svolta su un numero limitato di casi, con il rischio che eventuali anomalie possano essere intercettate solo parzialmente.

- 15.6 L'Autorità ritiene che, in linea generale e a maggior ragione in un periodo di crisi, l'investimento debba riflettere effettive esigenze di soddisfare la domanda e che qualunque valutazione di investimento non possa e non debba prescindere dalle condizioni della domanda. In merito l'Autorità intende valutare opzioni che, prevedendo un certo grado di ripartizione del rischio legato alle incertezze sulla domanda tra gestori e clienti, possa favorire uno sviluppo efficiente delle infrastrutture.
- 15.7 Peraltro le scelte regolatorie devono essere ben inquadrare nell'assetto settoriale. In questo senso le scelte relative alle modalità di riconoscimento degli investimenti devono tenere conto del potere decisionale dei diversi soggetti nel quadro delle regole disegnate in ultimo dal decreto n. 226/11. Nell'ambito delle nuove concessioni le decisioni di investimento delle imprese riflettono le indicazioni degli Enti locali concedenti che allo scopo redigono le linee guida programmatiche d'ambito con le condizioni minime di sviluppo che, secondo quanto indicato nel decreto n. 226/11, possono essere differenziate rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali. Nel decreto è precisato che le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere.
- 15.8 Sulla base delle linee guida programmatiche d'ambito i gestori devono poi predisporre i piani di sviluppo degli impianti. Secondo quanto indicato all'articolo 15 del decreto n. 226/11 i soggetti che partecipano alla gara ottimizzano quanto previsto nel documento guida e possono prevedere anche interventi integrativi e scostamenti, giustificati evidenziando i benefici a fronte dei corrispondenti costi.
- 15.9 Tra le condizioni economiche oggetto di gara sono indicati anche i metri di rete per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti, anche eventualmente differenziati per i Comuni in condizioni di disagio, quali alcuni Comuni montani, qualora gli Enti locali e la stazione appaltante, in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, ne ravvisino la necessità.
- 15.10 Sempre secondo quanto previsto dal decreto n. 226/11, i criteri di valutazione del piano di sviluppo degli impianti sono prevalentemente qualitativi, con punteggio massimo attribuibile di 45 punti. Il decreto precisa che negli ambiti in cui la metanizzazione è in via di sviluppo, il punteggio maggiore è attribuito alla valutazione delle estensioni e dei potenziamenti, mentre negli ambiti con un grado di metanizzazione già maturo alla valutazione del mantenimento in efficienza degli impianti.
- 15.11 In questa prospettiva le scelte del regolatore devono essere correttamente inserite nel quadro normativo. Da un lato sembra ragionevole prevedere che investimenti inseriti nei piani di sviluppo, adeguatamente giustificati sulla base di analisi costi-benefici che riflettano le reali condizioni della domanda e realizzati sostenendo costi ragionevoli, debbano essere riconosciuti ai fini tariffari, garantendo una congrua remunerazione sul capitale investito.

Dall'altro emerge altresì la necessità che le scelte tariffarie evitino di produrre distorsioni nelle valutazioni di convenienza a investire.

15.12 Tutto ciò premesso, l'Autorità intende analizzare la problematica utilizzando la metodologia AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.3

15.13 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:

- a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas;
- b) favorire l'efficienza negli investimenti;
- c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti;
- d) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici.

15.14 Sono state individuate quattro opzioni:

a) **opzione T3.0 (opzione nulla):** tale opzione prevede:

- la valutazione degli investimenti in infrastrutture di rete relative al servizio di distribuzione sulla base dei costi effettivi;

b) **opzione T3.A:** tale opzione prevede:

- la valutazione degli investimenti in infrastrutture di rete relative al servizio di distribuzione sulla base del costo effettivo per le "vecchie" concessioni di dimensione comunale o sovra-comunale e l'introduzione della valutazione con criteri misti (*standard-consuntivo*) per le "nuove" concessioni per ambito;

b) **opzione T3.B:** tale opzione prevede:

- l'applicazione del criterio del costo effettivo per gli investimenti in infrastrutture di rete relative al servizio di distribuzione rilevanti ai fini delle determinazioni tariffarie del triennio 2014-2016 e l'applicazione della valutazione con criteri misti (*standard-consuntivo*) a partire dall'anno tariffe 2017 (con riferimento quindi agli investimenti effettuati nell'anno 2015);

b) **opzione T3.C:** tale opzione prevede:

- l'applicazione della valutazione degli investimenti in infrastrutture di rete con criteri misti (*standard-consuntivo*) a partire dall'anno tariffe 2016 (con riferimento quindi agli investimenti effettuati nell'anno 2014) per tutti i regimi.

15.15 Le **opzioni T3.0 e T3.C** costituiscono i due poli delle soluzioni prospettate. Le **opzioni T3.B e T3.C** rappresentano combinazioni delle due soluzioni polari, volte a favorire la gradualità nell'applicazione dei nuovi criteri.

15.16 L'**opzione T3.0** garantisce continuità con il passato. Presenta le note criticità connesse alla possibilità che le imprese siano inefficienti nella realizzazione delle infrastrutture, con ricadute negative per i clienti finali. D'altro canto tale soluzione favorisce la predicibilità dei flussi futuri per le imprese, essendo basata sugli investimenti specifici effettuati da ciascuna impresa. Tale soluzione rende necessaria l'implementazione di controlli sistematici sulle attività di investimento volte a verificare la congruità dei costi sostenuti.

15.17 Con l'**opzione T3.C** si introduce una soluzione alternativa che prevede l'applicazione di

criteri misti. L'implementazione di tale soluzione richiede la disaggregazione degli investimenti in macro-categorie individuate in funzione delle finalità dell'investimento, e l'individuazione di driver specifici differenziati per tipologia di cespiti.

15.18 In relazione alla finalità si distinguono:

- investimenti di estensione
- investimenti di potenziamento;
- investimenti di sostituzione.

15.19 In relazione al *driver* si distinguono:

- elementi legati alla capacità (impianti di regolazione e misura)
- elementi legati alla lunghezza
- elementi legati alla numerosità
- altri elementi.

15.20 I criteri di riconoscimento sono indicati nella Tabella 3:

Tabella 3

	Elementi legati alla capacità	Elementi legati alla lunghezza	Elementi legati alla numerosità	Altri elementi
Investimenti di estensione	- <i>Standard</i> ¹⁹ - Per unità di capacità aggiuntiva	- <i>Standard</i> ²⁰ - Per unità di lunghezza aggiuntiva	- <i>Standard</i> - Per elemento aggiuntivo	- A consuntivo
Investimenti di potenziamento	- <i>Standard</i> - Per unità di capacità aggiuntiva	- A consuntivo	- A consuntivo	- A consuntivo
Investimenti di sostituzione	- A consuntivo	- A consuntivo	- A consuntivo	- A consuntivo

¹⁹ Lo *standard* per unità di capacità aggiuntiva per gli elementi legati alla capacità è fissato per unità di capacità (euro/smc/h), distinto per tipologie di cespiti.

²⁰ Lo *standard* per unità di lunghezza è fissato in euro/m, distinguendo le condotte in alta, media e bassa pressione, ovvero distinguendo l'ammontare unitario in funzione di famiglia di diametri.

15.21 Nella Tabella 4 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni:

Tabella 4

Obiettivi specifici	opzione T3.0	opzione T3.A	opzione T3.B	opzione T3.C
a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas	Alta	Alta	Alta	Alta
b) favorire l'efficienza negli investimenti;	Bassa	Media	Media	Alta
c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti	Bassa	Media	Alta	Alta
d) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici	Alta	Alta	Media	Media
Valutazione complessiva	Medio-Alta	Medio-Alta	Medio-Alta	Medio-Alta

Spunti per la consultazione

S14. Osservazioni sull'ipotesi di definizione dei criteri per la determinazione del livello del capitale investito di località.

S15. Osservazioni sulle ipotesi di valutazione dei nuovi investimenti.

16 Primi orientamenti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito

- 16.1 Le rilevanti variazioni dei livelli del tasso di rendimento dei BTP decennali *benchmark* utilizzati quali tasso di rendimento delle attività prive di rischio ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) e le conseguenze che tali fluttuazioni producono sul livello del costo riconosciuto delle imprese regolate hanno indotto l'Autorità a introdurre, nell'ambito delle regole del quarto periodo di regolazione per il settore elettrico, specifici meccanismi di revisione infra-periodo.
- 16.2 E' attualmente allo studio l'ipotesi di una revisione complessiva delle modalità di determinazione del WACC per i settori regolati dall'Autorità, volta a evitare che si producano differenziazioni accidentali nei livelli dei tassi di remunerazione riconosciuti, riconducibili alle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.
- 16.3 Tale revisione dovrebbe portare, più in generale, all'unificazione dei parametri utilizzati per la determinazione del WACC per tutti i settori regolati dall'Autorità, fatti salvi quelli specifici di settore, in prima analisi i parametri β e rapporto D/E . Nell'ambito di tale riforma l'Autorità intende valutare anche l'ipotesi di rivedere in modo più strutturale l'attuale impostazione adottata per la fissazione del WACC, che potrebbe portare a rimodulazioni dei riferimenti per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e del

premio per il rischio di mercato.

16.4 L'Autorità intende in ogni caso condurre tale riforma mediante le consuete procedure di consultazione e intende prevedere meccanismi di gradualità improntati a garantire certezza e stabilità della regolazione.

16.5 In attesa che sia implementata tale riforma, l'Autorità intende dare continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi regolatori per la definizione del livello di remunerazione del capitale investito, procedendo alla sua determinazione come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), sulla base della seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

dove:

- Ke è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- Kd è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
- rpi è il tasso di inflazione.

16.6 Ai fini della determinazione del tasso di rendimento del capitale di rischio, l'Autorità intende utilizzare anche per il nuovo periodo regolatorio l'utilizzo del modello del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio. Il rendimento atteso dell'investimento in una attività i è determinato dal *CAPM* come:

$$Ke = RF + \beta_i * ERP$$

dove:

- RF è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- ERP è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
- β_i è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

Attività prive di rischio

- 16.7 In sede di consultazione alcuni soggetti hanno proposto di utilizzare come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto i rendimenti dei titoli di stato con scadenza decennale, in coerenza con la durata degli investimenti, prendendo a riferimento gli ultimi dodici o ventiquattro mesi. Un soggetto ha proposto di utilizzare la media di tali rendimenti nel periodo dicembre 2011-novembre 2012 per la definizione del WACC per l'intero triennio 2013-2015, con una successiva revisione per il biennio 2016-2017, in coerenza con l'impostazione che sarebbe stata adottata in assenza della proroga di un anno del terzo periodo regolatorio.
- 16.8 Come evidenziato dalla Banca d'Italia, i tassi a lungo termine possono essere espressi come somma del livello atteso del tasso di interesse reale di equilibrio, delle aspettative di inflazione a lungo termine e di una compensazione per il rischio²¹. Nel corso degli ultimi due anni i tassi di rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevati dalla Banca d'Italia hanno fatto registrare un forte aumento su base media annuale e un significativo incremento della volatilità, in ragione dell'emergere di un non trascurabile rischio paese. In ragione di tale considerazione, risulta evidente che nel tasso di rendimento del BTP decennale è già incorporata una componente di rischio non trascurabile, che dovrebbe essere scorporata nell'ottica di identificare il rendimento di attività prive di rischio.
- 16.9 Nell'ambito della riforma che l'Autorità intende condurre, potrebbe essere prevista una modifica del riferimento per definire il rendimento di attività prive di rischio che potrebbe sostanziarsi nella sterilizzazione degli effetti congiunturali connessi al rischio paese e alle aspettative di inflazione. In coerenza con quanto indicato nel paragrafo 16.5 e in un'ottica di continuità rispetto alle scelte adottate con riferimento al quarto periodo della regolazione del settore elettrico e nei precedenti periodi regolatori nel settore della distribuzione del gas, l'Autorità ritiene comunque opportuno confermare l'utilizzo come riferimento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio la media degli ultimi 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Tale soluzione appare peraltro idonea a bilanciare gli interessi di investitori, imprese esercenti e utenti del servizio se combinata con meccanismi di indicizzazione, come meglio precisati nel seguito.

Valutazione del rischio sistematico

- 16.10 Per la definizione del parametro β , che esprime il rischio sistematico dell'attività, nel secondo periodo di regolazione si è fatto riferimento al coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario di alcune società italiane proprietarie di reti di trasporto e di distribuzione locale del gas naturale²². Nel terzo periodo di regolazione l'Autorità ha confermato il livello del rischio sistematico per l'attività di distribuzione adottato per il secondo periodo, non essendo state portate durante la fase di consultazione evidenze tali da giustificare una revisione del livello del β *levered*. Il livello del β *levered* da applicare per la remunerazione del capitale investito nella misura è stato invece fissato maggiorando il livello del β *levered* riconosciuto per l'attività di distribuzione con l'applicazione di un coefficiente pari al rapporto tra il β *levered* riconosciuto per l'attività di misura dell'energia elettrica e il β *levered* riconosciuto per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica.
- 16.11 In relazione al parametro β , l'Autorità ha proposto nel documento 341/2012 di unificare i

²¹ Relazione annuale della Banca d'Italia 2006.

²² Si è ritenuto infatti che il rischio associato all'attività di distribuzione locale del gas sia da ritenersi in linea con il rischio dell'attività di trasporto del gas su rete nazionale e regionale, anche tenuto conto delle scelte di altri regolatori europei in materia di tariffe di distribuzione.

coefficienti per i servizi di distribuzione e misura.

- 16.12 Numerosi soggetti che hanno partecipato alla consultazione si sono espressi a favore del mantenimento di coefficienti β distinti per le attività di distribuzione e misura, in ragione dei cambiamenti in corso in entrambe le attività, che potrebbe determinare un'accentuazione delle loro differenze strutturali. In particolare, sono state evidenziate le caratteristiche di innovatività degli investimenti nella misura cui saranno chiamate le imprese di distribuzione nei prossimi anni, che giustificerebbero il riconoscimento di un livello maggiore di rischio per tale attività. Una parte di questi soggetti ha proposto di confermare per il quarto periodo regolatorio i valori del parametro β adottati per il precedente periodo, rispettivamente pari a 0,65 (*levered*) per l'attività di distribuzione e a 0,73 (*levered*) per l'attività di misura. Alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno evidenziato che ai fini della definizione del β *levered* dovrebbe essere tenuto in considerazione l'incremento del rapporto di indebitamento, in ragione di una maggiore rischiosità del capitale di debito. Tale incremento, a parità di β *levered*, implica una riduzione del β *unlevered* che non troverebbe giustificazione nei fondamentali di mercato.
- 16.13 L'Autorità ritiene opportuno definire un coefficiente β comune alle attività di distribuzione e misura. Tale scelta è stata di recente adottata anche nel settore della distribuzione di energia elettrica, alla luce del fatto che nel corso del precedente periodo regolatorio è venuta prospettandosi come preferenziale una gestione congiunta del servizio di distribuzione e di misura. L'Autorità, inoltre, non ritiene condivisibile e convincente un approccio per la definizione del β *levered* fondato su una ipotesi di presunta invarianza nel tempo del valore del β *unlevered*.
- 16.14 In relazione al parametro relativo al rischio sistematico delle attività di distribuzione e misura, l'Autorità ritiene opportuno effettuare i necessari approfondimenti al fine di valutare se i valori fissati con riferimento al terzo periodo regolatorio trovino giustificazione nelle mutate condizioni di mercato che caratterizzeranno il prossimo periodo di regolazione.
- 16.15 Ai fini della definizione del β l'Autorità ha condotto un'analisi dei valori medi di tale parametro con riferimento ad un campione di imprese attive nel settore della distribuzione del gas naturale a livello europeo e ad un campione costituito dalle principali imprese energetiche a livello nazionale. Sulla base di tale analisi, il β delle imprese appartenenti ad entrambi i campioni nel periodo 2008-2012 risulta mediamente inferiore rispetto a quello calcolato nel periodo 2004-2007, confermando il ruolo di titoli rifugio dei titoli energetici nei periodi di crisi. L'analisi relativa agli ultimi quattro anni evidenzia un valore medio del β *unlevered* per le imprese attive nella distribuzione del gas compreso tra 0,32 e 0,46, valori corrispondenti rispettivamente al parametro *raw*²³ e *adjusted*²⁴. Con riferimento allo stesso periodo, il β *unlevered* per le principali imprese energetiche italiane risulta compreso tra 0,32 (β *raw*) e 0,41 (β *adjusted*).
- 16.16 L'Autorità ritiene che la possibile estensione del periodo di regolazione fino a sei anni, se accompagnata dall'introduzione di meccanismi di aggiornamento infra-periodo di alcuni parametri utilizzati per la definizione del tasso di remunerazione del capitale in relazione alle dinamiche di mercato, avrà un impatto complessivamente neutrale sul livello di rischio degli investimenti nel quarto periodo di regolazione.

²³ Il β *raw* viene calcolato come rapporto tra la covarianza tra il rendimento del mercato e della *i*-esima attività e la varianza del rendimento del mercato.

²⁴ Il β *adjusted* rappresenta una correzione nella stima del valore del β *raw*, sulla base dell'ipotesi che nel lungo periodo il β dovrebbe assumere valori prossimi all'unità, valore assunto dal β del portafoglio di mercato. In particolare, sulla base della procedura di aggiustamento *bayesiano* del parametro, il β *adjusted* è calcolato sulla base della seguente formula:

$$\beta_{adjusted} = \beta_{raw} * 0,67 + 1 * 0,33.$$

- 16.17 L’Autorità ritiene inoltre che l’effettuazione delle gare per l’affidamento del servizio di distribuzione nel corso del prossimo periodo di regolazione non avrà un impatto di rilievo in termini di rischio di mancato riconoscimento degli investimenti. Infatti, la remunerazione di tali investimenti sarà garantita anche nel caso di passaggio della concessione, dal rimborso al gestore uscente, come definito all’articolo 5 del decreto n. 226/11.
- 16.18 Anche in relazione all’evoluzione della regolazione relativa al servizio di *default*, l’Autorità ritiene che non sussistano le condizioni per modificare strutturalmente il livello del parametro β rispetto ai valori che possono essere ottenuti dalle analisi riferiti ai periodi 2008-2012. I casi di eventuale modifica strutturale del profilo di rischio saranno in ogni caso valutati puntualmente.
- 16.19 Sulla base dell’analisi svolta, l’Autorità propone di definire un valore del β *unlevered* per le attività di distribuzione e misura compreso tra 0,37-0,39 (valore medio tra il parametro *raw* e *adjusted* definito sulla base del campione di imprese esaminato) e 0,41 (valore del parametro definito con riferimento all’anno 2013).

Premio per il rischio di mercato (ERP)

- 16.20 Durante la prima fase di consultazione alcuni soggetti hanno evidenziato che l’attuale valore del parametro *ERP*, pari al 4%, risulta inferiore al premio per il rischio di mercato definito in letteratura e nella prassi valutativa, in ragione della volatilità dei mercati verificatasi negli ultimi anni. In particolare, un soggetto ha proposto di adottare un premio per il rischio di mercato pari al 4,3%, sulla base delle risultanze di uno studio di *Dimson, Marsh e Staunton* del 2002²⁵ e di uno studio di *Dimson, Marsh, Staunton e Wilmot* del 2009²⁶. Un altro soggetto che ha partecipato alla consultazione ha proposto di adottare un valore del premio pari al 4,8%, risultando solitamente questo compreso tra il 4,5% e il 5,25%.
- 16.21 In linea generale l’Autorità ritiene che le valutazioni delle scelte relative al premio per il rischio di mercato vadano svolte in coerenza a quelle operate per la determinazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio. E’ chiaro che non si possono avallare posizioni orientate a logiche di *cherry picking* che potrebbero portare a un sovradimensionamento dei parametri utilizzati per la fissazione del WACC.
- 16.22 L’Autorità ritiene che il calcolo del premio per il rischio di mercato possa essere effettuato utilizzando diverse metodologie di stima che portano a risultati estremamente differenti tra loro. Ad ogni modo, si ritiene che la stima più attendibile del premio al rischio sia basata sul premio al rischio storico calcolato su un orizzonte temporale di lungo periodo, utilizzando la media geometrica del differenziale di rendimento tra il rendimento di mercato e il rendimento dei titoli di Stato a lungo termine. La media geometrica rappresenta, infatti, il valore stimato più attendibile dal punto di vista dell’investitore, soprattutto in paesi che presentano un’elevata volatilità dei titoli azionari²⁷. Tale metodologia, basata sull’analisi di dati storici di lungo periodo, consente di ridurre l’effetto delle oscillazioni connesse alla volatilità delle quotazioni di borsa.
- 16.23 Sulla base di una versione più recente dello studio citato di *Dimson, Marsh, Staunton e Wilmot*²⁸, il premio per il rischio di mercato nel periodo 1900-2011 viene stimato pari al 3,5%; tale valore, riferito al periodo 2002-2011 viene stimato addirittura come negativo,

²⁵ E. Dimson, P. Marsh e M. Staunton (2002), “Triumph of the Optimists”, NJ: Princeton University Press.

²⁶ E. Dimson, P. Marsh, M. Staunton e J. Wilmot (2009), “Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2009”.

²⁷ S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003), “A study into certain aspect of the cost of capital for regulation utilities in the U.K”.

²⁸ E. Dimson, P. Marsh, M. Staunton e J. Wilmot (2012), “Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2012”.

nell'ordine del -6,3%. In un recente studio di *Damodaran*²⁹, il premio per il rischio stimato per il periodo 1976-2001 risulta pari al 3,9%.

16.24 In un'ottica di continuità anche con le scelte recentemente adottate per la regolazione del settore elettrico, l'Autorità intende comunque confermare il valore già adottato per il precedente periodo di regolazione della distribuzione gas, pari al 4,00%.

Costo del debito (Kd)

16.25 Ai fini della valorizzazione dell'indebitamento, a partire dal secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha utilizzato un criterio basato sull'adozione di uno spread rispetto al tasso rilevato con riferimento alle attività prive di rischio.

16.26 In sede di consultazione alcuni soggetti hanno evidenziato che l'attuale tasso di rendimento nominale sull'indebitamento, pari al 5,69%, risulterebbe inferiore ai valori di mercato in un orizzonte di medio periodo. Alcuni soggetti hanno evidenziato come l'incremento del rapporto di indebitamento da 0,5 a 0,8, determinando una maggiore rischiosità del capitale di debito, dovrebbe comportare un aumento del *debt risk premium*, attualmente fissato pari allo 0,45%. Un soggetto ha proposto l'adozione di un *debt risk premium* pari allo 0,75%, che rispecchierebbe meglio le condizioni di accesso al debito per la maggior parte degli operatori.

16.27 Con riferimento al quarto periodo di regolazione, l'Autorità propone di confermare lo *spread* riconosciuto sul costo del debito nel precedente periodo di regolazione, pari a 45 punti base, in coerenza con le scelte recentemente adottate nel settore della distribuzione di energia elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11. Si ritiene infatti che, nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate negli ultimi anni, le società attive in un settore regolato siano di norma esposte ad un più basso livello di rischio e pertanto riescano ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti.

Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)

16.28 Ai fini della definizione del tasso di remunerazione del capitale per gli anni 2009-2012 il rapporto D/E è stato fissato pari a 0,5. Con la deliberazione 436/2012, l'Autorità ha stabilito, con riferimento all'anno 2013, di adottare un valore del rapporto D/E pari a 0,8, in coerenza con quanto stabilito con riferimento al settore della distribuzione di energia elettrica nel quarto periodo di regolazione. Tale valore, con riferimento al periodo 2009-2012 è stato fissato pari a 0,5.

16.29 In sede di consultazione, alcuni soggetti hanno evidenziato che l'attuale rapporto D/E, risulterebbe non giustificato nell'attuale contesto di mercato. In particolare è stato evidenziato come la crisi finanziaria abbia comportato significative difficoltà di accesso al credito da parte degli operatori.

16.30 Nel periodo 2008-2012 il livello di indebitamento delle principali imprese energetiche italiane risulta essere significativamente cresciuto rispetto agli anni precedenti. Tale tendenza risulta confermata anche prendendo a riferimento un campione di imprese attive nel settore della distribuzione del gas a livello europeo³⁰.

16.31 Come già evidenziato nell'ambito della consultazione che ha portato alla definizione del

²⁹ A. Damodaran (2012), "Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2012 Edition".

³⁰ Sulla base dei dati di fonte Bloomberg, il rapporto D/E delle principali imprese energetiche italiane nel periodo 2008-2012 risulta in media superiore a 1, mentre tale rapporto per le imprese attive nella distribuzione del gas a livello europeo risulta mediamente compreso tra 0,7 e 0,8.

quarto periodo regolatorio elettrico, una revisione al rialzo del rapporto D/E che miri a trasferire ai clienti finali i vantaggi connessi al minor costo del debito potrebbe incrementare il livello di rischiosità delle aziende con un conseguente incremento del costo del debito nel medio termine che finirebbe per penalizzare i clienti finali stessi.

- 16.32 In ragione di tali considerazioni, per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità, intende fissare un valore del rapporto D/E allineato con i livelli che rappresentano le strutture finanziarie proprie degli altri sistemi regolati a rete; nello specifico si ipotizza di fissare un rapporto compreso tra 0,5 (valore definito per il periodo di regolazione della distribuzione del gas 2009-2012) e 0,8 (valore definito per il quarto periodo di regolazione nel settore elettrico).

Aliquota teorica di incidenza delle imposte (T) e scudo fiscale (tc)

- 16.33 In fase di consultazione alcuni soggetti hanno evidenziato come la diminuzione dell'aliquota T non risulti giustificata, soprattutto in ragione della recente introduzione della maggiorazione dell'aliquota IRAP dal 3,9% al 4,2% per le imprese che operano in concessione, sulla base dell'articolo 23, comma 5, lettera a), della legge 111 del 15 luglio 2011, che ha convertito in legge il decreto legge n. 98 del 6 luglio 2011.
- 16.34 Un soggetto ha evidenziato che ai fini della definizione tanto dell'aliquota T che del parametro tc andrebbe considerata la c.d. *Robin Tax*, al fine di determinare correttamente il costo medio del denaro per le imprese distributrici, indipendentemente dalla possibilità di traslazione della tassazione sui clienti finali.
- 16.35 Con riferimento al parametro T , nella deliberazione ARG/elt 199/11, l'Autorità ha ribadito l'esigenza di fondare le proprie scelte sulla base di principi generali di teoria economica, indipendenti dalle scelte effettuate dalle imprese nel proprio bilancio di esercizio o da aspetti di carattere puramente finanziario. Il riconoscimento dell'aliquota effettiva di imposta desumibile dal bilancio delle imprese o, a maggior ragione, di quella che riflette le imposte effettivamente pagate in un esercizio, si configurerebbe come modifica ai suddetti principi alla base delle determinazioni tariffarie dell'Autorità, risultando peraltro incoerente con tutti gli altri parametri regolatori utilizzati, quali, ad esempio, il capitale investito e l'ammortamento.
- 16.36 L'analisi di dettaglio relativa alla valutazione dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, nonché una prima valutazione degli effetti della legge 22 dicembre 2011, n. 214 hanno portato l'Autorità a fissare il parametro T a un valore pari al 35,7%. In coerenza con i risultati di tale analisi, si propone di fissare il parametro T pari a 35,7% anche con riferimento al settore della distribuzione del gas.
- 16.37 Ai fini della definizione del parametro l'Autorità ritiene non debbano essere considerati gli effetti dell'addizionale *Ires* prevista dalla legge 14 settembre 2011, n. 148/11 (di seguito: legge n. 148/11). Tale scelta costituisce mero adempimento, da parte dell'Autorità, alla citata legge, la quale, vietando la traslazione dell'addizionale *Ires*, renderebbe illegittima la diversa statuizione nei termini richiesti da alcuni operatori.
- 16.38 Con riferimento al livello dello scudo fiscale, l'Autorità propone di fissare tale livello pari a quello dell'aliquota dell'*Ires*, in analogia con quanto adottato per il quarto periodo di regolazione nel settore della distribuzione di energia elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11 e per il terzo periodo di regolazione con riferimento ai servizi di trasporto e stoccaggio, rigassificazione del GNL e distribuzione del gas. Tale aliquota è pari al 27,5%. Anche con riferimento a questo parametro, l'Autorità ritiene non debbano essere considerati gli effetti dell'addizionale *Ires* prevista dalla legge n. 148/11, per le motivazioni

precedentemente riportate.

Aggiornamento del tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura

- 16.39 Nel settore della distribuzione di energia elettrica l’Autorità ha previsto, a fronte della straordinaria congiuntura economico-finanziaria, l’introduzione di meccanismi di revisione del WACC a metà del periodo di regolazione. La deliberazione ARG/elt 199/11, in particolare, ha stabilito che, indipendentemente dalle future condizioni congiunturali, il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura sarà ricalcolato mantenendo fissi tutti i parametri rilevanti per il calcolo del WACC, ad eccezione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, assunto pari alla media annuale dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d’Italia, sulla base degli ultimi dati disponibili.
- 16.40 Nel primo documento di consultazione, l’Autorità ha previsto l’introduzione di un meccanismo di revisione a metà del periodo di regolazione, in coerenza con le modalità previste dal TIT 2012-2015³¹ per il settore elettrico.
- 16.41 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso l’ipotesi di introdurre tale meccanismo di revisione infra-periodo regolatorio, in ragione della potenziale variabilità dei mercati finanziari e della possibile estensione della durata del periodo di regolazione. Tale revisione dovrebbe riguardare il tasso di variazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, sulla base della variazione negli ultimi 12 mesi del BTP decennale, mantenendo fissi gli altri parametri. Secondo altri l’aggiornamento dovrebbe essere previsto con cadenza biennale, con riferimento ai parametri legati a scenari economici nazionali e internazionali.
- 16.42 L’Autorità intende confermare gli orientamenti già espressi nel documento 341/2012, introducendo un meccanismo di aggiornamento del tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura analogo a quello previsto nel settore elettrico, apportando alcune modifiche. In particolare l’Autorità, per coerenza metodologica, intende prevedere l’aggiornamento periodico anche del tasso di inflazione (*rpi*) utilizzato nella formula del WACC e dei parametri *T* e *tc*. Si propone di mantenere una cadenza biennale di aggiornamento.

Misure a compensazione del lag regolatorio

- 16.43 La regolazione del servizio di distribuzione prevede che gli investimenti effettuati dagli operatori concorrano alla definizione del capitale investito netto con un ritardo di due anni rispetto all’esercizio nel quale questi vengono effettuati e rilevati a bilancio. Tale ritardo comporta di fatto una riduzione della remunerazione effettivamente riconosciuta agli operatori, avendo un impatto negativo sul valore attualizzato netto dell’investimento.
- 16.44 Anche nel settore della distribuzione elettrica la regolazione prevede che gli investimenti netti realizzati nell’anno *t* trovino un loro primo riconoscimento nella tariffa dell’anno *t+2*. Con la deliberazione ARG/elt 199/11, l’Autorità ha riconosciuto la necessità di garantire che il tasso di remunerazione base ritenuto “equo” non risulti nei fatti ridotto per effetto del *lag* regolatorio e ha pertanto previsto di riconoscere una maggiorazione forfetaria pari all’1% del WACC-base, a partire dagli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011, fatto salvo quanto previsto in materia di incentivazione degli investimenti.

³¹ Il TIT è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

- 16.45 Nel documento di consultazione del 2 agosto 2012, l’Autorità ha proposto, in coerenza con quanto previsto nel settore della distribuzione elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11, l’introduzione di una specifica maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del *lag* nel riconoscimento degli investimenti.
- 16.46 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso l’ipotesi di riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per una percentuale almeno pari all’1%. Alcuni soggetti hanno evidenziato che nel settore del gas, diversamente dal settore elettrico, sussiste il rischio per gli operatori di non vedere riconosciuti i costi di investimento degli ultimi due anni in conseguenza della possibilità di perdita della concessione a seguito dell’effettuazione delle gare d’ambito.
- 16.47 Sulla base di approfondimenti condotti dall’Autorità è risultato che le modalità adottate per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi nel triennio 2009-2011 hanno consentito alle imprese di godere dei benefici connessi all’aumento dei punti di riconsegna serviti tra l’anno $t-2$, di riferimento ai fini delle determinazioni tariffarie, e l’anno t , di applicazione delle tariffe, pari a circa il 3%-4%. Tale effetto va a compensare le imprese per il ritardo nell’inserimento degli investimenti nella base di capitale rilevante ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 16.48 Nella prospettiva di evitare duplicazione di meccanismi volti a compensare il *lag* regolatorio, il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del *lag* temporale sul riconoscimento degli investimenti potrà comportare la revisione dei meccanismi di determinazione dei vincoli ai ricavi tariffari, che saranno discussi in un successivo documento.

Spunti per la consultazione

S16. Osservazioni relative ai parametri per la determinazione del WACC.

S17. Osservazione sull’ipotesi di aggiornamento del tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura.

S18. Osservazioni relative alle misure a compensazione del *lag* regolatorio.

17 Determinazione dell’ammortamento per i cespiti di località

Fissazione livelli iniziali

- 17.1 Nel terzo periodo di regolazione il costo riconosciuto a copertura degli ammortamenti dei cespiti di località era calcolato in funzione del valore lordo rivalutato dei cespiti di località, come dichiarati dalle imprese e della vita utile ai fini regolatori.
- 17.2 L’Autorità intende confermare tale impostazione. In relazione alla vita utile da adottare ai fini regolatori, l’Autorità intende vagliare l’ipotesi di adeguare le vite utili, come riportate nella Tabella 3 della RTDG, alle durate come individuate nella Tabella 1 del decreto n. 226/11. Per quanto riguarda la tipologia di cespiti del servizio di misura relativa ai dispositivi addizionali (*add-on*), l’Autorità è orientata a fissare la vita utile pari a quindici anni, considerato che tali dispositivi hanno la stessa natura tecnologica dei gruppi di misura elettronici.

- 17.3 Qualora si dia corso all'ipotesi indicata al precedente paragrafo, l'ammortamento verrebbe riconosciuto come rapporto tra il valore residuo del cespite ai fini regolatori e la vita utile residua, calcolata sulla base delle nuove vite utili.

Aggiornamento annuale

- 17.4 Per l'aggiornamento annuale dei costi relativi agli ammortamenti dei cespiti di località l'Autorità è orientata a confermare i criteri già previsti per il terzo periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

S19. Osservazioni sull'ipotesi di revisione delle vite utili.

18 Trattamento dei contributi pubblici e privati

Linee di intervento indicate nel documento 341/2012

- 18.1 Nel documento 341/2012 l'Autorità ha prospettato due possibili modifiche rispetto alle modalità di trattamento dei contributi previste per il terzo periodo di regolazione:
- con riferimento ai contributi da clienti, l'ipotesi di allineamento alla prassi regolatoria adottata per il servizio elettrico che si sostanzia nella deduzione di una parte dei contributi percepiti dai clienti finali dal livello dei costi operativi riconosciuti, mentre la parte residua viene portata in diretta diminuzione del livello del capitale investito ed è trattata in modo analogo a quanto previsto per il servizio gas;
 - con riferimento ai contributi pubblici, l'applicazione di uno schema alternativo rispetto a quello utilizzato nel terzo periodo di regolazione che prevede di "nettare" il valore del capitale investito sia ai fini della determinazione della remunerazione, sia ai fini della determinazione degli ammortamenti.

Osservazioni al documento 341/2012

- 18.2 Rispetto alle ipotesi prospettate nel documento 341/2012 sono state espresse posizioni differenziate.
- 18.3 In relazione al degrado dei contributi alcuni soggetti si sono dichiarati contrari al mancato degrado dei contributi percepiti prima dell'anno 2013 (o prima dell'avvio del quarto periodo regolatorio), mentre ritengono percorribile non applicare logiche di degrado a partire dall'anno 2013 (o dal quarto periodo regolatorio), in quanto essendo note le nuove regole le imprese potrebbero tenerne conto nelle loro scelte future. E' stato segnalato che il mancato degrado dei contributi comporterebbe un trasferimento ai clienti di un importo maggiore dell'ammontare originariamente versato per effetto della rivalutazione dei contributi stessi, come previsto dalla regolazione tariffaria.
- 18.4 Circa l'ipotesi di riconoscere gli ammortamenti al netto dei contributi percepiti un soggetto ha poi evidenziato che, secondo i principi contabili, l'ammortamento è sempre calcolato sul capitale investito lordo e che il contributo, peraltro, è soggetto a imposizione fiscale. L'ammortamento calcolato sul valore al netto dei contributi costituirebbe un elemento di discontinuità che cambierebbe profondamente le prospettive di remunerazione in base alle quali gli operatori avrebbero investito in passato.

- 18.5 Osservazioni sono pervenute anche in relazione alla natura dei contributi. Al riguardo un soggetto ha sottolineato che occorre distinguere tra contributi erogati dallo Stato a fondo perduto dai contributi erogati dagli Enti locali, comprese anche le forme di implicita compensazione, quali le parti di impianto costruite dai lottizzanti a scomputo di oneri di urbanizzazione. I contributi statali sarebbero gli unici a “non generare tariffa”, mentre gli altri contributi dovrebbero “generare” tariffa esattamente come le parti di impianto costruite direttamente a spese dell’Ente locale, pena il mancato riconoscimento della equivalente quota tariffaria all’Ente locale.
- 18.6 Rispetto all’ipotesi di portare parte dei contributi privati dai costi operativi alcuni soggetti si sono dichiarati favorevoli. E’ stata peraltro segnalata l’esigenza di introdurre specifici correttivi per tenere conto del rischio di riduzione del volume dei contributi riscossi nel tempo. Un soggetto ha poi evidenziato che il livello dei contributi incassati, soprattutto di quelli riconducibili ad attività operative, risulterebbe estremamente differenziato sul territorio, in funzione dei particolari accordi presenti nelle convenzioni vigenti. Inoltre è stato evidenziato che nell’ambito delle nuove gare i livelli dei contributi richiesti all’utenza costituiranno uno degli elementi di aggiudicazione della gara stessa.

Logiche di degrado dei contributi

- 18.7 Anche per il quarto periodo le scelte relative al degrado dei contributi saranno effettuate in coerenza con l’impatto che i contributi medesimi avranno sui riconoscimenti relativi ad ammortamenti e costi operativi. Nell’ipotesi di ammortamenti e costi operativi riconosciuti al lordo dei contributi, come avvenuto negli anni 2009-2013, lo *stock* di contributi esistenti non sarà oggetto di degrado³². Nel caso in cui sia prevista la restituzione, che si sostanzia in tariffe più basse, perché la quota di ammortamento del contributo è portata in deduzione o degli ammortamenti riconosciuti o dei costi operativi riconosciuti, allora dovrà essere previsto il degrado. Ciò fonda su di una regola basilare e cioè quella che i contributi ricevuti devono essere considerati ai fini tariffari. In caso contrario i clienti finali pagherebbero due volte per la medesima voce di costo.

Differenziazione tra contributi erogati dallo Stato e contributi erogati da Enti locali

- 18.8 L’Autorità non ritiene condivisibile la differenziazione tra contributi erogati dallo Stato e contributi erogati da Enti locali. In entrambi i casi l’erogazione dei contributi comporta oneri di natura tributaria a carico dei cittadini. Pertanto risulta inopportuno che tali oneri siano ulteriormente posti a carico dei clienti finali del servizio.

Implicazioni rispetto alle nuove gare

- 18.9 L’Autorità ritiene meritevole di specifica attenzione l’osservazione relativa alle implicazioni sulle gare d’ambito, in particolare agli effetti che potrebbero prodursi sulle condizioni economiche oggetto di gara, come disciplinate dall’articolo 13 del decreto n. 226/11, nel caso in cui la regolazione tariffaria prevedesse che, in quota parte, in contributi venissero portati in riduzione dei costi operativi.
- 18.10 In prima analisi una tale previsione appare tuttavia neutrale rispetto allo svolgimento delle gare, in quanto la quota dei contributi da clienti portata in riduzione dei costi operativi

³² In merito si deve osservare che, considerato che solo a partire dall’anno tariffario 2009 i riconoscimenti di ammortamenti e costi operativi sono stati effettuati al lordo dei contributi e considerato il ritardo di due anni nel riconoscimento dei costi (c.d. lag regolatorio), solo a partire dall’anno 2011, nelle determinazioni tariffarie relative al capitale investito la quota parte relativa al contributo non viene più degradata. In assenza di restituzioni ai clienti finali, il contributo rimane costante ed è trattato come una posta di patrimonio netto.

sarebbe indipendente dal livello di sconto offerto dai soggetti che partecipano alla gara.

Ipotesi di regolazione

- 18.11 Sulle modalità di trattamento dei contributi l'Autorità ritiene opportuno sviluppare **IPOTESI DI REGOLAZIONE T.4**, secondo la logica AIR.
- 18.12 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
- a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas;
 - b) considerare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici
 - c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti.
- 18.13 L' **IPOTESI DI REGOLAZIONE T.4** è declinata in quattro diverse opzioni:
- a) **opzione T4.0 (opzione nulla)**: tale opzione prevede:
 - continuità con il terzo periodo di regolazione nel trattamento dei contributi. In altri termini ammortamenti e costi operativi sono riconosciuti senza decurtazioni per degrado dei contributi e lo *stock* di contributi al 31 dicembre 2011, utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 viene aggiornato per l'inflazione e per tener conto dei contributi percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione. Né lo *stock*, né i nuovi contributi sono degradati;
 - b) **opzione T4.A**: tale opzione prevede:
 - che gli ammortamenti siano ridotti in funzione della quota di degrado dei contributi e che lo *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 venga aggiornato per l'inflazione, per tener conto dei contributi percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione e per riflettere la quota di degrado. In altri termini i contributi sono soggetti ad ammortamento, come i cespiti, in funzione della vita utile dei cespiti a cui i medesimi si riferiscono;
 - c) **opzione T4.B**: tale opzione prevede:
 - che lo *stock* di contributi al 31 dicembre 2011, utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 viene aggiornato per l'inflazione e viene incrementato del 100% dei contributi pubblici percepiti e del 20% dei privati, percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione. I costi operativi riconosciuti sono ridotti di un ammontare pari all'80% dei contributi privati percepiti. Lo *stock* dei contributi percepiti e gli incrementi annuali come sopra individuati non sono soggetti a degrado;
 - d) **opzione T4.C**: tale opzione prevede:
 - che lo *stock* di contributi al 31 dicembre 2011, utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 viene aggiornato per l'inflazione e venga incrementato del 100% dei contributi pubblici percepiti e del 20% dei privati, percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione. I costi operativi riconosciuti sono ridotti di un ammontare pari all'80% dei contributi privati percepiti. Gli ammortamenti sono ridotti della quota di degrado relativa allo stock dei contributi percepiti e agli incrementi annuali come sopra individuati (per la quota non portata in diretta riduzione dei costi operativi). La quota di degrado portata in riduzione degli ammortamenti viene poi sommata algebricamente ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto.

- 18.14 L'**opzione T4.0** garantisce la continuità con il periodo precedente. Con riferimento ai futuri periodi regolatori, tale opzione potrebbe portare a una lenta erosione del capitale investito riconosciuto, che già fisiologicamente si riduce per effetto del processo di ammortamento, e dunque potrebbe non assicurare una congrua remunerazione del medesimo.
- 18.15 L'**opzione T4.A** fa sì che il valore netto dei singoli cespiti in relazione ai quali sono stati percepiti contributi al termine della vita utile sia pari a zero. Gli ammortamenti sono riconosciuti al netto della quota coperta con contributi.
- 18.16 Le **opzioni T4.B** e **T4.C** sono soluzioni che combinano alcuni degli elementi dell'**opzione T4.0** e dell'**opzione T4.A**, con la previsione di una correzione dei costi operativi riconosciuti in funzione di una quota dei contributi da privati percepiti. Tali opzioni si fondano sull'ipotesi che parte dei costi sostenuti per gli allacciamenti non siano capitalizzati dalle imprese e di conseguenza parte dei contributi da clienti possano compensare costi operativi. Per quanto riguarda i contributi pubblici le **opzioni T4.B** e **T4.C** sono speculari rispetto a quanto previsto dalle **opzioni T4.0** e **T4.A**.
- 18.17 L'effettiva implementazione delle **opzioni T4.B** e **T4.C** presuppone in ogni caso l'attuazione della prevista riforma dei contributi di connessione, tema che sarà sviluppato in specifiche consultazioni.
- 18.18 Nella Tabella 5 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni:

Tabella 5

Obiettivi specifici	opzione T4.0	opzione T4.A	opzione T4.B	opzione T4.C
a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas	Alta	Alta	Alta	Alta
b) considerare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici	Medio-bassa	Alta	Media	Media
c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti	Media	Alta	Alta	Alta
Valutazione complessiva	Medio-Alta	Alta	Medio-Alta	Medio-Alta

Spunti per la consultazione

S20. Osservazioni sulle ipotesi di revisione del trattamento dei contributi pubblici e privati.

PARTE V – ALTRE DISPOSIZIONI

19 Attuazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11

Aggregazione distributori con meno di 50.000 clienti finali

- 19.1 L'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11 prevede che l'Autorità possa adottare misure, anche tariffarie, per promuovere l'aggregazione dei distributori di gas naturale con meno di 50.000 clienti.
- 19.2 In merito l'Autorità intende confermare l'orientamento già espresso nel documento 341/2012 e ritiene pertanto di non dover sviluppare specifiche misure per l'aggregazione dei distributori con meno di 50.000 clienti, fatto salvo quanto indicato nel documento 501/2012 in relazione alla partecipazione facoltativa delle imprese di minore dimensione alla regolazione premi-penalità.

Spunti per la consultazione

S21. Osservazioni sull'ipotesi di non prevedere specifici istituti per favorire l'aggregazione delle imprese distributrici con meno di 50.000 clienti.

20 Attuazione delle disposizioni del decreto ministeriale 19 gennaio 2011

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

- 20.1 Alcuni approfondimenti svolti consentono di ritenere che il fenomeno delle enclave possa non risultare marginale e potrebbe interessare, da prime stime circa il 20% delle località servite.
- 20.2 Nell'ultimo biennio risultano assegnate concessioni anche per località rilevanti, che possono coprire (è il caso di Roma) porzioni rilevanti del territorio in relazione al quale saranno assegnate le nuove concessioni.
- 20.3 In casi limite come quello indicato al punto precedente, l'introduzione di meccanismi di incentivo all'uscita anticipata dei gestori potrebbero risultare piuttosto onerosi.
- 20.4 L'Autorità ritiene, in coerenza con quanto già anticipato nel documento 341/2012, che un eventuale incentivo all'uscita dovrebbe essere commisurato al beneficio che l'uscita anticipata può portare al sistema. Una puntuale valutazione dei costi e dei benefici può essere effettuata solo avendo a riguardo le singole situazioni concrete e dipende da valutazioni circa la possibilità di conseguire economie di contiguità che solo i gestori possono effettuare in modo puntuale.
- 20.5 L'Autorità è orientata a prevedere meccanismi che vedano il gestore entrante nella gestione dei nuovi ambiti come soggetto attivo a cui dovrebbe essere lasciata l'iniziativa di proporre

l'uscita anticipata dei gestori delle enclave esistenti nell'ambito di concessione.

- 20.6 A questo scopo l'Autorità intende prevedere che il gestore entrante interessato possa presentare istanza all'Autorità per la valutazione di misure idonee all'uscita anticipata dei gestori presenti nelle enclave. Tale istanza deve essere corredata da un *business plan* nel quale sono evidenziati i costi e i benefici connessi allo sviluppo di tale ipotesi. Sulla base della valutazione puntuale dei *business plan* l'Autorità potrebbe assumere decisioni circa eventuali incentivi da erogare al gestore uscente per facilitarne l'uscita anticipata.
- 20.7 Al fine di rendere omogenea l'applicazione di tali disposizioni sul territorio nazionale l'Autorità intende sviluppare un'apposita griglia di elementi da considerare nell'analisi costi benefici. Nell'ottica di tutela degli interessi degli utenti l'Autorità intende prevedere contestualmente tetti massimi ai riconoscimenti che in ogni caso dovrebbero essere limitati ai casi in cui risulti una completa eliminazione delle enclave presenti nei singoli ambiti di concessione.

Spunti per la consultazione

S22. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione di misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare.

21 Misure volte a favorire ulteriori aggregazioni di ambiti territoriali minimi

- 21.1 Con la deliberazione 8 marzo 2012, 77/2012/R/GAS, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni di cui al decreto n. 226/11, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti attuativi degli adempimenti previsti dal suddetto decreto, con riferimento al corrispettivo per la copertura degli oneri di gara e alla predisposizione del contratto di servizio di cui, rispettivamente, all'articolo 8, comma 1 e all'articolo 9, comma 8 del decreto n. 226/11.
- 21.2 Con la deliberazione 407/2012, l'Autorità ha approvato, dopo un'ampia consultazione, i criteri per la determinazione del corrispettivo "una tantum" a copertura degli oneri sostenuti dalle stazioni appaltanti per la gestione delle gare nei nuovi ambiti territoriali minimi per il servizio di distribuzione gas.
- 21.3 I criteri sono stati definiti seguendo i principi di inerenza e aderenza ai costi, efficienza, semplicità di applicazione e trasparenza. L'ammontare del corrispettivo una tantum che potrà essere applicato dalle stazioni appaltanti varia in funzione del numero di utenti serviti e del numero di Comuni appartenenti al singolo ambito territoriale minimo, entro i limiti di un tetto massimo di spesa. In un'ottica di trasparenza e parità di trattamento, il corrispettivo "una tantum", previsto per legge, sarà di importo minimo e riconosciuto in tariffa.
- 21.4 La deliberazione 407/2012 è stata sviluppata in coerenza con le considerazioni svolte nel precedente paragrafo e prevede, tra l'altro, che:
- al fine del dimensionamento del corrispettivo *una tantum*, si tenga conto degli oneri sostenuti dagli Enti locali per le attività connesse alla valutazione del valore di rimborso delle reti, inclusi gli accessi agli impianti e la predisposizione delle valutazioni di dettaglio

nei casi previsti dal decreto 12 novembre 2011;

- al fine di migliorare l'aderenza ai costi del corrispettivo, sia applicato un corrispettivo unitario, espresso in euro/pdr, con una differenziazione del medesimo in funzione del numero dei punti di riconsegna, con criterio regressivo, e del numero di Comuni, con criterio progressivo, appartenenti all'ambito;
- sia fissato un tetto massimo al corrispettivo di gara, nella misura di 600.000 euro per ambito, contemperando l'esigenza di efficienza e di adeguatezza delle risorse;
- non sia prevista, in coerenza con l'obiettivo di favorire l'aggregazione di ambiti di dimensione inferiore a 100.000 punti di riconsegna, la fissazione di un tetto minimo al corrispettivo di gara;
- sia prevista, nella logica di incentivare le aggregazione di ambiti, in caso di accorpamento di ambiti di dimensione inferiore a 100.000 punti di riconsegna, che il corrispettivo di gara sia calcolato con riferimento agli ambiti considerati separatamente;
- il corrispettivo sia ripartito in due quote, una a copertura delle funzioni centralizzate d'ambito e una a copertura delle funzioni locali in capo al singolo Comune, orientativamente pari al 30% e al 70%, in coerenza con quanto emerso in sede di consultazione.

21.5 Secondo quanto previsto dal punto 2 della deliberazione 407/2012, il corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara è stabilito nella somma massima di 600.000 euro per ambito. Il punto 3 della medesima deliberazione limita al solo caso di accorpamento di ambiti di dimensione inferiore a 100.000 punti di riconsegna la possibilità di calcolare il corrispettivo di gara con riferimento agli ambiti considerati separatamente. Con riferimento a tali disposizioni si pone il problema di determinarne la possibile entità nella circostanza, recentemente sottoposta all'Autorità da alcuni operatori di Enti locali, in cui più ambiti ricadano all'interno di una medesima forma associativa stabilita come obbligatoria dalle norme di legge, in particolare dall'art. 18 del decreto legge 6 luglio 2012, n. 95 convertito, in legge 7 agosto 2012, n. 135, che dispone l'istituzione delle Città metropolitane e la soppressione delle province del relativo territorio.

21.6 Sulla base delle disposizioni contenute nella deliberazione 407/2012, qualora vengano indette gare distinte per ambiti contigui con più di 100.000 punti di riconsegna il corrispettivo riconosciuto risulterebbe maggiore del corrispettivo che potrebbe essere ottenuto considerando i due ambiti congiuntamente.

21.7 Tale fenomeno potrebbe pertanto risultare di freno a ulteriori processi di aggregazione previsti dal decreto 19 gennaio 2011 e ritenuti auspicabili dall'Autorità.

21.8 L'Autorità è pertanto orientata a introdurre modifiche alla deliberazione 407/2012, volte da un lato a eliminare il disincentivo alle aggregazioni, nella prospettiva di sviluppo efficiente del servizio, e dall'altro a contenere nell'immediato gli oneri a carico dei clienti finali. In concreto tale orientamento si sostanzia nell'ipotesi di estendere, pur nei limiti di seguito descritti, la clausola descritta al punto 3 della deliberazione 407/2012 anche all'accorpamento di ambiti di dimensioni superiori a 100.000 punti di riconsegna.

21.9 Nel caso di accorpamento di più ambiti di dimensioni superiori a 100.000 punti di riconsegna il corrispettivo *una tantum* da riconoscere alla stazione appaltante è fissato secondo logiche di ripartizione dei benefici tra clienti finali e stazione appaltante. In particolare il corrispettivo da riconoscere è pari alla somma dei seguenti elementi:

- a) ammontare *CG*, calcolato con riferimento all'aggregato degli ambiti in applicazione della formula riportata nel punto 1 della deliberazione 407/2012 e applicando il tetto massimo previsto al punto 2 della medesima deliberazione;
- b) una quota pari al 50% della differenza tra la somma dei corrispettivi calcolati in riferimento ai singoli ambiti considerati separatamente, come previsto dal punto 2 della

medesima deliberazione 407/2012, e dell'ammontare di cui alla precedente lettera a).

Spunti per la consultazione

S23. Osservazioni sulle ipotesi di estensione delle misure volte a favorire l'accorpamento di ambiti minimi territoriali che servano oltre 100.000 punti di riconsegna.