

DCO 341/2012/R/GAS

***Criteri di regolazione tariffaria e della
qualità dei servizi di distribuzione e
misura del gas per
il quarto periodo di regolazione***

Inquadramento generale e linee di intervento

Osservazioni e proposte ANIGAS

Milano, 3 Ottobre 2012

OSSERVAZIONI GENERALI

Anigas ritiene opportuno, prima di entrare nell'ambito delle tematiche specifiche, formulare alcune osservazioni di carattere generale e metodologico.

In primo luogo, si ritiene fondamentale ribadire il concetto, già espresso anche in sedi diverse dalla consultazione, della necessità di certezza interpretativa della regolazione al fine di creare un contesto stabile e attraente per gli investitori che eviti di compromettere la fiducia nel sistema e, al contrario, incentivi gli investimenti nelle infrastrutture.

Questo concetto va inteso in senso ampio. Non si ritiene infatti sufficiente che il sistema tariffario sia remunerativo, A monte infatti dovrebbe essere anche certo nella sua lettura e interpretazione.

Tale necessità emerge ancora di più alla luce del fatto che la regolazione che scaturirà dall'attuale processo di consultazione iniziato con il presente DCO condurrà la distribuzione gas dal sistema attuale al nuovo scenario delle gestioni per ambito e dovrà quindi tener conto di questa nuova prospettiva, assicurando comunque **meccanismi di stabilità, prevedibilità e certezza dei ricavi**, indispensabili per rendere possibile l'attuazione dei piani di investimento che dovranno essere affrontati dalle imprese.

Un importante passo avanti su questo versante potrebbe essere compiuto garantendo la pubblicazione della relazione tecnica dei provvedimenti se possibile contestualmente alla pubblicazione dei provvedimenti medesimi, in modo che le aziende abbiano un supporto adeguato per interpretare univocamente e correttamente le nuove disposizioni.

In questo ambito, un altro valido suggerimento è che gli operatori della distribuzione dispongano di un modello per la presentazione della proposta tariffaria annuale che consenta di quantificare gli effetti della nuova regolazione, analogamente a quanto avviene per altri settori della filiera.

Sempre nell'ambito della necessità di certezza interpretativa della regolazione, si sottolinea come, a valle del terzo periodo di regolazione, sussistano ancora problemi interpretativi da cui dipende la valorizzazione degli asset e anche la competitività dell'industria della distribuzione del gas nel breve-medio periodo. Si fa riferimento, in particolare, al trattamento tariffario dei contributi pubblici e privati, la cui disciplina ha importanti ricadute anche sulla determinazione del valore industriale residuo (VIR) degli impianti.

In merito Anigas ritiene importante portare ad esaurimento la regolazione attuale per come applicata fino alle tariffe 2010, senza variazioni che potranno essere apportate solo a valere sul nuovo periodo di regolazione come specificatamente chiarito nei singoli spunti di consultazione.

Entrando nello specifico della tempistica prevista per la consultazione nel documento di consultazione (DCO) nell'ipotesi di proroga delle attuali disposizioni regolatorie, Anigas segnala l'esigenza di adeguarla ai tempi necessari per porre in essere tutte le implementazioni che saranno richieste.

Pertanto le consultazioni specifiche di "secondo livello" si dovrebbero concludere entro la fine del mese di maggio 2013 e l'adozione del provvedimento finale, dovrebbe avvenire entro la fine di luglio dello stesso anno corredato fin da subito dalla relativa relazione tecnica AIR (che sempre più si rivela indispensabile per facilitare l'interpretazione di taluni aspetti particolari dei provvedimenti regolatori).

Ciò non solo per necessità operative-gestionali delle imprese, ma anche per il coinvolgimento nei processi di completamento della nuova disciplina di soggetti terzi, come previsto dalla RQDG agli artt. 26.3 (Cig) e 28.2 (Apce).

Con riferimento agli aspetti relativi alla regolazione della qualità, nel rimandare anche a quanto proposto da parte delle Associazioni delle imprese in occasione degli incontri preliminari tenuti dagli uffici dell'Autorità in vista del IV periodo di regolazione (in particolare ci si riferisce al documento Anigas del 29 agosto 2011 in allegato), Anigas ritiene condivisibili le iniziali linee di intervento ipotizzate dall'Autorità. Per quanto riguarda comunque gli aspetti di dettaglio, riportiamo di seguito, in risposta ai relativi spunti per la consultazione, alcune prime osservazioni rinviando alle successive consultazioni per ulteriori approfondimenti.

OSSERVAZIONI AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni sull'ipotesi di prolungamento del periodo di vigenza delle disposizioni della RTDG e della RQDG all'anno 2013

Stante le tempistiche necessarie per giungere alla pubblicazione del provvedimento finale relativo al prossimo periodo regolatorio, Anigas ritiene condivisibile l'ipotesi di prolungare l'attuale periodo di vigenza della RTDG e della RQDG al 2013, considerata la fase di transizione che sta vivendo il settore della distribuzione del gas naturale con conseguente cambiamento di scenario, caratterizzato da affidamenti secondo ambiti territoriali individuati dai DM 19.01.2011 e 18.10.2011.

Tale prolungamento, oltre ad essere accompagnato dai necessari adattamenti della regolazione vigente e dall'aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento, come evidenziato nelle risposte ai successivi punti di discussione, dovrà altresì servire per superare le attuali incertezze in tema di sicurezza, continuità, qualità del servizio di distribuzione e misura già segnalate.

S2. Osservazioni sulle ipotesi di modifica delle regole di aggiornamento vigenti nel terzo periodo di regolazione ai fini della fissazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2013

Con riferimento all'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi, si ritiene che i valori di tali componenti per il 2012 dovrebbero essere aggiornati al 2013 mediante l'applicazione del solo tasso di inflazione, ponendo l'*X-factor* pari a zero.

Ciò alla luce anche del fatto che il distributore si trova obbligato a svolgere attività nell'interesse del sistema con costi che dovrebbero essere passanti e per i quali invece ad oggi non si vede invece riconosciuta alcuna copertura (ad esempio per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica con acquisizione dei corrispondenti TEE ad un costo di mercato sensibilmente superiore al contributo tariffario o per la gestione delle richieste di bonus gas e per l'erogazione dei relativi contributi).

Con riferimento all'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di capitale, centralizzati e di località, si ritiene che l'aggiornamento del livello del capitale investito netto e degli ammortamenti debba avvenire applicando le regole attualmente in vigore sulla base dei costi effettivi sostenuti dalle imprese. In particolare si ritiene che anche per l'anno 2013 i contributi

debbano essere rivalutati e degradati in sede di determinazione del capitale investito netto, in continuità con la metodologia già applicata per la determinazione dei ricavi di riferimento degli anni 2009 e 2010.

In relazione all'adeguamento del tasso di remunerazione del capitale investito alle mutate condizioni del mercato dei capitali, si ritiene che questo debba avvenire in continuità metodologica prevedendo l'aggiornamento del parametro relativo al tasso delle attività prive di rischio sulla base della media aggiornata degli ultimi 12 mesi (settembre 2011 – agosto 2012) del rendimento lordo del BTP decennale benchmark rilevato dalla Banca d'Italia che è risultato pari a 5,99%.

Assumendo di mantenere fissi tutti gli altri parametri rilevanti per il calcolo del costo del capitale (in continuità con l'attuale periodo di regolazione) e aggiornando esclusivamente il tasso delle attività prive di rischio secondo la metodologia nota, il livello del tasso di remunerazione del capitale investito per l'anno 2013 risulterebbe pari a 9,6% per il servizio di distribuzione e a 9,9% per il servizio di misura, espressi in termini reali prima delle imposte.

Tuttavia, qualora l'Autorità volesse rivedere tutti i parametri per la definizione del WACC secondo le determinazioni assunte per il settore elettrico con delibera ARG/elt 199/11 del dicembre 2011 (ad eccezione del parametro β), si ritiene che il tasso delle attività prive di rischio debba comunque riflettere la media degli ultimi 12 mesi disponibili del BTP decennale benchmark rilevato dalla Banca d'Italia pari a 5,99%. Infatti, considerato che:

- la deliberazione del settore elettrico ha introdotto la possibilità di rivedere nel corso del periodo di regolazione il tasso di remunerazione per riflettere il più possibile le condizioni dei mercati finanziari attraverso l'adeguamento del BTP degli ultimi 12 mesi disponibili e mantenendo costanti tutti gli altri parametri;
- il documento di consultazione in oggetto propone l'adeguamento del tasso di remunerazione per tener conto delle mutate condizioni dei mercati dei capitali;
- la revisione del tasso di remunerazione per il quarto periodo di regolazione, in assenza del prolungamento delle disposizioni vigenti, sarebbe avvenuta sulla base della media degli ultimi 12 mesi disponibili del BTP decennale in continuità con quanto avvenuto in tutti gli altri periodi regolatori.

L'adozione per il settore della distribuzione di un parametro BTP pari a 5,24% appare non coerente con il principio di meglio riflettere le condizioni dei mercati e produce un livello di remunerazione di fatto analogo all'attuale in contrasto con le finalità dell'intervento stesso. Si ritiene che l'adozione di

un parametro BTP pari a 5,24% (media del periodo dicembre 2010-novembre 2011) in analogia al settore elettrico sarebbe giustificabile solo nel caso in cui venisse applicato per tutti i settori regolati con la medesima decorrenza ovvero dall'anno 2012 incluso, mantenendo fissi tutti gli altri parametri.

Considerato che il periodo transitorio è limitato al solo anno 2013, si ritiene che l'intervento dell'Autorità debba a maggior ragione riflettere quanto più possibile le attuali condizioni dei mercati finanziari: assumendo un tasso delle attività prive di rischio pari alla media aggiornata degli ultimi 12 mesi (settembre 2011 – agosto 2012) del rendimento lordo del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia (pari a 5,99%) e mantenendo tutti gli altri parametri come proposti dall'Autorità nel documento di consultazione, il tasso di remunerazione del capitale investito per l'anno 2013 risulta pari a 8,7% per il servizio di distribuzione e a 9,0% per il servizio di misura, espressi in termini reali prima delle imposte.

In ogni caso, in considerazione del fatto che il ritardo nel riconoscimento degli investimenti è una caratteristica strutturale del meccanismo tariffario in sé, si richiede il riconoscimento a partire dall'anno 2013 della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del lag nel riconoscimento degli investimenti.

Si ritiene congruo un incremento del WACC per una percentuale pari ad almeno un punto percentuale, soluzione già adottata in altri settori infrastrutturali.

Relativamente all'applicazione delle disposizioni contenute nella delibera 28/2012/R/gas si segnala che la determinazione della componente a copertura dei costi operativi per l'anno 2013 dovrebbe tenere conto non solo dei costi consuntivati dalle imprese nell'anno 2011, ma anche degli eventuali costi sostenuti nell'anno 2010 che altrimenti non verrebbero remunerati dalla tariffa in quanto non riconosciuti nelle tariffe dell'anno 2012. Inoltre, considerata la mole di attività ancora da eseguire negli anni successivi, si ritiene opportuno prevedere, nel corso del quarto periodo di regolazione, una verifica della congruità dei costi unitari definiti su base parametrica con quelli effettivamente sostenuti dalle imprese ed un loro eventuale riallineamento. Anche per quanto riguarda infine le componenti a copertura dei costi centralizzati relativi ai sistemi di telegestione $t(\text{tel})_t$ e $t(\text{con})_{t,d}$ si ritiene che debbano essere fissate in maniera adeguata a garantire alle imprese il recupero dei costi sostenuti per l'evoluzione del sistema di misura.

In merito al meccanismo di incentivazione all'aggregazione degli operatori che prevede la differenziazione dei costi unitari riconosciuti in funzione della scala dell'impresa e l'applicazione di condizioni favorevoli nel caso di

aggregazioni tra imprese tali da comportare una riduzione del numero di operatori, considerando i tempi ragionevolmente necessari per il pieno avvio delle gare d'ambito, si ritiene che sarebbe opportuno mantenere transitoriamente - e lo si propone - i meccanismi di incentivo ancora con riferimento alle operazioni di concentrazione societaria effettuate entro i prossimi due-tre anni (e non solamente sino al 30 settembre 2012, come proposto in consultazione).

S3. Osservazioni sulle ipotesi relative alle disposizioni transitorie per l'anno 2013 in materia di qualità del servizio gas

In linea generale, le disposizioni transitorie per l'anno 2013 in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas naturale si ritengono condivisibili.

Per quanto riguarda gli aspetti legati alla sicurezza e continuità del servizio si segnala, tuttavia, che non sembra opportuna l'esenzione dal versamento dell'importo compensativo da parte delle imprese che si avvalgono della deroga alla partecipazione al sistema incentivante. Si ritiene, infatti, che, in un'ottica di continuità e di mantenimento dei presupposti del sistema incentivante, l'attuale regolamentazione dovrebbe essere mantenuta in vigore anche per l'anno 2013. Si riterrebbe più equo, in altri termini, estendere al 2013 la possibilità di richiedere la deroga per le imprese distributrici con un numero di clienti finali tra 10.000 e 50.000 e con un numero di clienti finali inferiore a 10.000 clienti finali, che avrebbero quindi ancora per un anno la facoltà di scegliere se cominciare a partecipare al sistema incentivante oppure se versare anche per il 2013 l'importo compensativo IMP per la loro mancata partecipazione al meccanismo di premi/penalità.

Per quanto riguarda la qualità commerciale, anche per l'anno 2013, come già indicato nelle Osservazioni Generali, si rimanda al documento Anigas del 29 agosto 2011 (vedi allegato).

S4. Osservazioni sull'ipotesi di durata del periodo regolatorio

Sotto l'aspetto della sicurezza, della continuità e della qualità commerciale si condivide in linea generale la proposta dell'Autorità di estendere la durata del periodo di regolazione fino ad un massimo di sei anni: ciò consentirebbe di accompagnare il graduale sviluppo degli ambiti territoriali di concessione con un quadro regolatorio stabile e contemporaneamente di ottimizzare i costi derivanti dall'adeguamento dei sistemi informativi dei distributori, ripartendo l'impatto di tali costi su un arco temporale più ampio.

Si ritiene inoltre che tale estensione possa essere percorribile a condizione che sia previsto un meccanismo di adeguamento del tasso di remunerazione del capitale investito all'interno del periodo di regolazione che consenta di riflettere puntualmente la dinamica dei tassi di interesse nei mercati finanziari.

Al fine di salvaguardare certezza, stabilità e continuità della regolazione, il meccanismo di adeguamento dovrebbe essere definito all'inizio del periodo di regolazione e dovrebbe avvenire sulla base della variazione negli ultimi 12 mesi disponibili del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, mantenendo fissi tutti gli altri parametri che concorrono alla determinazione della remunerazione del capitale investito.

S5. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione dei costi operativi

Si suggerisce, nell'adozione dei prossimi provvedimenti relativi al IV periodo regolatorio, l'opportunità di ragionare secondo un'ottica dinamica, senza partire da modelli paradigmatici statici che potrebbero non essere confermati dall'evoluzione del mercato.

Si fa riferimento, in particolare, al presupposto secondo cui alle nuove modalità di affidamento delle concessioni per un numero limitato di ambiti corrisponderà obbligatoriamente la riduzione dei distributori ed alla conseguente necessità di prevedere, fin da ora, l'eliminazione del sistema di riconoscimento dei costi operativi in base alla classe dimensionale delle aziende. In realtà, proprio negli anni 2013/2016, ed anche quelli immediatamente successivi, si concretizzeranno le prime gare che porteranno alla riduzione del numero degli operatori presenti in ogni singolo ambito che però, con molta probabilità, sarà progressiva e non *on-off* come sembra ipotizzare l'Autorità nel proprio documento.

Il IV periodo rappresenterà perciò non una fase a regime ma un periodo di transizione e richiederà quindi regole tipiche di un mercato in divenire, anche se regolato. Sarebbe di conseguenza opportuno valutare i risultati delle prime gare di ambito prima di modificare aspetti della regolazione che ne potrebbero essere influenzati, qual è quello della classe dimensionale.

Nel dettaglio, si ritiene condivisibile che il loro riconoscimento sia basato sui dati dei bilanci unbundling delle imprese, sempre identificando i costi effettivi di gestione degli operatori. Si ritiene, tuttavia, che a tal fine debbano essere preventivamente esplicitati i criteri in base ai quali saranno selezionati i costi sostenuti dalle imprese, da considerare al riguardo.

Dovrà invece essere opportunamente ri-verificata e approfondita più avanti l'ipotesi prefigurata nel DCO per la determinazione dell'*X-factor* nel V periodo di regolazione, tenuto conto che, nel caso di proroga del corrente periodo regolatorio al 2013 e di estensione del successivo a 6 anni, essa traguarda un orizzonte temporale a partire dal 2020, peraltro successivo alle nuove gare di affidamento del servizio di distribuzione gas per ambito territoriale.

Per la determinazione delle componenti a copertura dei costi operativi relativi alla misura di cui alla deliberazione 28/2012/R/gas, si ricorda infine quanto già evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S2 riguardante la proroga al 2013 dell'attuale periodo regolatorio, ovvero che:

- oltre alla componente $\Delta CVER$ riferita all'extra-costi derivante dagli obblighi di verifica metrologica periodica dei convertitori, dovranno essere riconosciuti anche tutti i costi correlati al funzionamento del contatore elettronico (traffico telefonico, raccolta dati, ecc.); la stessa componente $\Delta CVER$ d'altra parte, fissata in acconto per l'anno 2013 pari a 50 euro/PdR, è probabile non intercetti adeguatamente il costo reale dell'attività;
- la componente a copertura dei costi operativi $t(ins)_t^{base}$ e dei costi centralizzati relativi ai sistemi di telegestione $t(tel)_t$ e $t(con)_{t,d}$ siano fissate in misura adeguata a garantire alle imprese il recupero dei costi sostenuti per l'evoluzione del sistema di misura.

Considerato che dall'anno 2001 alle imprese di distribuzione è stato richiesto un importante sforzo di efficientamento dei costi operativi con un obiettivo di recupero di produttività medio di settore nei tre periodi di regolazione pari a circa il 50%, si ritiene che non vi siano ulteriori margini di efficienza raggiungibili per i prossimi periodi di regolazione.

S6. Osservazioni sull'ipotesi di definizione dei criteri per la determinazione del livello del capitale investito

Relativamente alla determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate per il quarto periodo regolatorio si ritiene opportuno che questo avvenga per ogni impresa distributrice sulla base del metodo del costo storico rivalutato tenuto conto dei costi effettivamente sostenuti, anziché sulla base di valori medi parametrici fissati a livello nazionale.

Tale previsione si rende ancor più necessaria tenuto conto che gli investimenti centralizzati forniscono un significativo contributo alla modernizzazione del settore della distribuzione del gas.

Si ritiene che l'adozione di una metodologia parametrica basata su valori medi nazionali non sia in grado di remunerare correttamente gli investimenti effettuati dalle singole imprese.

Per alcune tipologie d'investimento su cui impatta fortemente l'evoluzione normativa e regolatoria (es. software) risulta difficile, se non impossibile, introdurre parametri standard di riferimento, in quanto non esiste una loro dipendenza lineare con i punti di riconsegna. La standardizzazione del riconoscimento tariffario, tanto più se effettuata adottando un unico valore per tutti gli operatori come attuato nel terzo periodo regolatorio, non è in grado di remunerare l'attività d'investimento effettivamente svolta da ciascuna impresa.

In ogni caso, con riferimento alle immobilizzazioni riconosciute, si concorda sulla proposta dell'Autorità di rimuovere la franchigia prevista per l'aggiornamento dei valori unitari a copertura delle altre immobilizzazioni nette centralizzate.

Per quanto concerne la valutazione dei nuovi investimenti di località relativi al servizio di distribuzione, si ribadisce la necessità di preservare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori attraverso una struttura tariffaria che rifletta i costi sostenuti. In tale ottica, non si concorda in generale con l'introduzione di una metodologia basata su costi standard.

Si segnala, fra l'altro, che la definizione di un costo standard potrebbe influenzare il funzionamento del mercato di quelle stesse componenti.

Relativamente all'ipotesi di applicazione di costi standard per la valutazione dei nuovi investimenti relativi al servizio di distribuzione si ritiene che, anche in coerenza con quanto determinato in materia dalla giurisprudenza amministrativa, la valutazione di tutto lo stock di capitale investito ed il suo aggiornamento annuale nel corso del periodo regolatorio debba 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.

Si ribadisce infine quanto già espresso dalle Associazioni in risposta al DCO 17/11, in cui "le Associazioni non condividono l'assunto di aver escluso i concentratori dal perimetro degli investimenti di località. Infatti, il corto raggio di comunicazione tra misuratori e concentratori richiede che questi ultimi siano associati ad ogni comune e che il sistema formato da concentratori e misuratori debba essere considerato come parte integrante della rete di distribuzione cittadina. Tali costi devono rientrare, quindi, nel riconoscimento puntuale degli investimenti effettivamente realizzati dalle imprese sulle località".

S7. Osservazioni sulle ipotesi di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito

In linea generale si ritiene che anche per il quarto periodo di regolazione debba essere confermata la metodologia attualmente adottata per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto, ovvero la media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (WACC).

Alla luce dell'attuale crisi economica e alla conseguente volatilità dei tassi di interesse, si ritiene necessario introdurre meccanismi di aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio nel corso del periodo regolatorio sulla base della variazione negli ultimi 12 mesi disponibili del BTP decennale, mantenendo fissi tutti gli altri parametri.

La proposta dell'Autorità di unificazione dei coefficienti β per i servizi di distribuzione e misura non si ritiene condivisibile. Per quanto riguarda il livello del rischio sistematico, non ravvisando sostanziali variazioni rispetto alle considerazioni che avevano condotto l'Autorità a definire valori differenziati tra l'attività di distribuzione e di misura del gas per il terzo periodo di regolazione, si ritiene che debbano essere confermati anche per il quarto periodo regolatorio i livelli adottati per il terzo periodo di regolazione (rispettivamente 0,65 e 0,73).

Si concorda con l'ipotesi dell'Autorità relativa al riconoscimento nel quarto periodo di regolazione della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del lag nel riconoscimento degli investimenti, per una percentuale pari ad almeno 1% che dovrebbe peraltro essere introdotto fin da subito, integrando la regolazione vigente.

Si concorda pure sull'introduzione di un meccanismo di revisione del WACC infra-periodo regolatorio, alla luce della dinamica e della potenziale variabilità dei mercati finanziari oltre che della prefigurata estensione della durata del periodo di regolazione che dovrebbe avvenire sulla base della variazione negli ultimi 12 mesi disponibili del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, mantenendo fissi tutti gli altri parametri che concorrono alla determinazione della remunerazione del capitale investito.

S8. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della struttura delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura

Anigas ribadisce che eventuali revisioni della struttura delle tariffe obbligatorie dovranno essere chiaramente note a tutti gli operatori entro l'inizio della prossima estate al fine di garantire un tempestivo aggiornamento dei propri sistemi di fatturazione.

Tenuto conto che l'Autorità, nella definizione delle regole per la fissazione dei corrispettivi a copertura dei costi del servizio, intende perseguire l'orientamento ai costi delle tariffe e la stabilità dei ricavi per le imprese esercenti, si ritiene condivisibile una revisione della struttura delle tariffe obbligatorie tenendo in considerazione anche l'obiettivo di semplificarne l'applicazione (in particolare, le tariffe obbligatorie devono essere note a priori, senza che la loro applicazione sia subordinata alla disponibilità di informazioni di dettaglio, ad esempio, sulle caratteristiche tecniche dei punti di riconsegna).

Pertanto, pur condividendo l'opportunità di una revisione della stessa, orientata in particolare all'aumento del peso della componente fissa in un'ottica di riflettività dei costi, Anigas ritiene che il tema debba essere approfondito nel corso delle successive consultazioni, a valle delle quali si riserva di apportare osservazioni più puntuali.

In ogni caso in questa sede si sottolinea l'importanza che le soluzioni prospettate non si riverberino in modifiche radicali così impattanti, in termini di revisione di quei sistemi di fatturazione aziendali assestati con non poche complessità solo da qualche anno, da inficiare gli investimenti recentemente effettuati; ciò comporterebbe nuovi costi da sostenere per rivedere gli attuali applicativi di fatturazione e relativa reportistica, il cui onere andrebbe a gravare sul sistema e quindi sul cliente finale.

S9. Osservazioni sull'ipotesi di far coincidere gli ambiti rilevanti ai fini della regolazione tariffaria e della qualità con gli ambiti di concessione secondo le nuove gare

L'ipotesi dell'Autorità di far coincidere gli ambiti rilevanti ai fini della regolazione tariffaria con gli ambiti di concessione si ritiene debba essere approfondita nei prossimi documenti di consultazione.

S10. Osservazioni sulle ipotesi di riassorbimento dei meccanismi perequativi

L'ipotesi di riassorbimento dei meccanismi di perequazione desta molte perplessità in quanto reintrodurrebbe la variabilità dei ricavi degli operatori legata alla variabilità dei volumi erogati.

Si ritiene peraltro che il meccanismo di perequazione, pur con qualche difficoltà iniziale di start up garantisca certezza e prevedibilità dei ricavi (seppur con un loro differimento temporale); condizioni, queste, sempre molto importanti per gli operatori infrastrutturali ed indispensabili alla vigilia dei nuovi rilevanti investimenti derivanti dai nuovi affidamenti della distribuzione gas per ambito territoriale, oltre che dal piano di installazione dei misuratori con funzionalità di telelettura/telegestione. La sostituzione del meccanismo di perequazione con un meccanismo di aggiustamento ribaltato sulle tariffe dell'anno $t+2$ reintrodurrebbe alcune delle problematiche, anche di carattere finanziario, del c.d. "effetto volume", che si erano intese superare proprio introducendo l'attuale meccanismo di perequazione. Si ritiene pertanto che lo strumento della perequazione e i relativi principi di base attualmente in vigore debbano essere mantenuti, per assicurare all'impresa di distribuzione i ricavi ammessi derivanti dalle tariffe di riferimento.

Una radicale modifica del sistema di perequazione insieme a quella della struttura delle tariffe obbligatorie comporterebbe, poi, la necessità di una notevole revisione dei sistemi di fatturazione aziendali, assestati con non poche complessità solo da qualche anno.

S11. Osservazioni sulle ipotesi di revisione del trattamento dei contributi pubblici e privati

In linea generale si ritiene che il mancato degrado dei contributi non sia condivisibile, in quanto tale previsione comporterebbe un trasferimento agli utenti del sistema di un ammontare superiore al contributo percepito (a seguito della rivalutazione), determinando così una riduzione della remunerazione riconosciuta all'investimento effettivamente sostenuto.

Non si condividono quindi le modalità di trattamento dei contributi delineate nel DCO, sia perché non si ravvisa nell'interpretazione della vigente regolazione un approccio come quello descritto, applicato anche agli investimenti contribuiti effettuati in passato e attualmente in corso di ammortamento sia perché non è chiarito se la soluzione alternativa proposta sia riferita solo ai nuovi investimenti contribuiti o meno.

Si ritiene opportuno prevedere una distinzione tra i contributi ottenuti dalle imprese distributrici fino al termine del terzo periodo di regolazione da quelli ottenuti negli anni successivi. Per i primi si ritiene che i contributi debbano essere rivalutati e degradati in sede di determinazione del capitale investito netto, in continuità con la metodologia già applicata per la determinazione dei ricavi di riferimento degli anni 2009 e 2010.

Tali contributi sono stati ottenuti dalle imprese nell'ambito di un trattamento tariffario ben definito e consolidato nell'arco dei precedenti periodi di regolazione e sulla base del quale sono anche state effettuate le valutazioni economico-finanziarie-patrimoniali per la stipula dei contratti di concessione pluriennali.

Per lo stock dei contributi si ritiene che la regolazione tariffaria debba proseguire per tutti gli anni residui con la stessa logica di aggiornamento dei cespiti ovvero prevedendo la rivalutazione con l'indice deflatore degli investimenti fissi lordi ed il loro degrado con le vite utili definite dall'Autorità, garantendo coerenza metodologica.

Al contrario, per i contributi ottenuti dalle imprese a decorrere dal nuovo periodo di regolazione potrebbero essere definite nuove regole per il loro trattamento tariffario; in tal caso, le imprese sarebbero nelle condizioni di poter adeguare le politiche d'investimento e di sviluppo infrastrutturale alla luce di un eventuale diverso trattamento tariffario dei nuovi contributi.

In merito alle disposizioni vigenti, non si ritiene infatti che dal testo della RTDG si desuma l'interruzione del "degrado" dei contributi anche per lo "stock", a compensazione di una mancata graduale "restituzione dei contributi" stessi. Si evidenzia, in proposito, che per i contributi in conto capitale o a fondo perduto, ivi compresi quelli ricevuti dall'ente concedente e da questi trasferiti al concessionario, non si giustifica alcuna restituzione degli stessi, restituzione che andrebbe peraltro ad incidere sulle clausole contrattuali di devoluzione dei cespiti, oggetto di specifica pattuizione tra concedente e concessionario.

L'introduzione del "mancato degrado" dei contributi (il cui effetto si protrarrebbe, irragionevolmente, per sempre, anche oltre la durata del cespite contribuito) conduce peraltro, come rilevato dalla stessa Autorità, ad "effetti paradossali" sul livello del capitale investito (casi di RAB negativa), dovuti esclusivamente a tale artificioso meccanismo e per evitare i quali viene proposta una soluzione alternativa che prevede di "nettare" il valore del capitale investito non solo ai fini della remunerazione ma anche ai fini degli ammortamenti.

Circa la soluzione alternativa prospettata dall'Autorità si ricorda che secondo i principi contabili l'ammortamento è sempre calcolato sul capitale investito lordo (il contributo, peraltro, è soggetto ad imposizione fiscale) e l'ammortamento sul netto costituisce un elemento di discontinuità che cambia profondamente le prospettive di remunerazione in base alle quali gli operatori hanno investito in passato.

Anche per i contributi privati l'ipotesi delineata nel DCO (deduzione di parte dei contributi dai costi operativi e di parte dal capitale investito, come nel settore elettrico) dovrebbe essere adeguatamente approfondita e potrebbe essere eventualmente valutata solo per i nuovi contributi, purchè siano chiariti i pesi della parte in deduzione dai costi operativi e di quella in diminuzione del capitale investito e di prevedere ex-ante opportuni correttivi da applicare in caso di forte calo delle richieste di prestazioni con contributo a forfait (tipicamente richieste di allacciamento) e conseguente notevole riduzione del relativo gettito.

S12. Osservazioni sugli ambiti di applicazione di meccanismi di incentivazione ai nuovi investimenti

Si comprende e si condivide l'impostazione dell'Autorità che intende riservare attenzione alla valutazione delle esigenze di sviluppo delle reti del gas alla luce della diffusione delle fonti rinnovabili a livello locale e all'ipotesi di realizzazione di *smart grid* nell'ambito della distribuzione gas. Si evidenzia tuttavia, anche sotto questi aspetti, l'esistenza di sostanziali differenze tra il settore gas e il settore elettrico, che si ritiene debbano essere sempre tenute sempre presenti. Il tema delle *smart grid* nella distribuzione gas, inoltre, è attualmente ancora in fase embrionale e di semplice avvio di discussione, le cui linee generali si ritiene dovranno essere anticipate nella prossima consultazione specifica.

Relativamente ai meccanismi d'incentivazione dei nuovi investimenti, si ritiene opportuno confermare anche per il IV periodo di regolazione quanto previsto dall'Autorità nel III periodo regolatorio (in particolare l'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine

REMI e la sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo).

In parallelo, nell'ambito del procedimento di consultazione in atto, potrebbero essere individuati nuovi settori d'intervento per i quali adottare, in via sperimentale, meccanismi d'incentivazione misti che combinino logiche input

based con logiche output based

S13. Osservazioni sull'ipotesi di sviluppo di meccanismi di incentivazione misti che combinino logiche input based con logiche output based

Si condividono i principi indicati dall'Autorità per sviluppare una revisione degli strumenti di incentivazione degli investimenti previsti sino al terzo periodo di regolazione, secondo soluzioni in parte *input* (con una parte di extra-remunerazione riconosciuta *ex-ante* e garantita) ed in parte *output based* (con la restante parte dell'extra-remunerazione riconosciuta solo a fronte del raggiungimento di obiettivi fissati *ex-ante*). Si riconosce che l'eventuale adozione di un simile approccio, richiede l'approfondimento di aspetti tecnici e metodologici, in primo luogo per individuare *input* ed *output*, oltre che per testarli adeguatamente eventuali test. Si condivide, pertanto, l'intendimento dell'Autorità di avviare al riguardo specifici approfondimenti con le imprese di distribuzione.

S14. Indicazioni sullo stato di sviluppo di progetti di realizzazione di smart grid nell'ambito della distribuzione del gas naturale e valutazioni prospettiche

Richiamando quanto già indicato in risposta allo spunto per la consultazione S12, non si esclude che lo sviluppo di progetti di realizzazione di *smart grid* nell'ambito della distribuzione gas possa avere nel prossimo futuro indubbia rilevanza/valenza, anche se attualmente ci risulta ancora in fase di prime ipotesi.

S15. Osservazioni sulle modalità di riconoscimento dello scostamento tra valore di rimborso e valore degli asset ai fini regolatori

Ad un primo esame sembra che la proposta dell'Autorità formulata ai punti dal 20.3 al 20.6 del DCO 341/12 sia in contrasto con quanto previsto sia nel D.Lgs. 93/11, all'art. 24, comma 3, sia nel Decreto MSE 12 novembre 2011, n. 226, art. 5 comma 14 in quanto:

- è prefigurata una verifica da parte dell'Autorità circa il livello di scostamento tra il VIR e un valore delle immobilizzazioni a costi standard, con previsione di una "ragionevole soglia di tolleranza", mentre una verifica da parte Autorità ai sensi del Decreto Ministeriale dovrebbe essere

attivata solo in determinate circostanze (differenza tra VIR e valore delle immobilizzazioni nette di località > 25%);

- nel DCO è prevista la definizione di un valore “a costi standard” che non risulta essere preso in considerazione così sistematica nella normativa primaria.

Al riguardo si evidenzia comunque che, pur in presenza di valori a “costi standard” e anche in caso di scostamento al di sopra della soglia stabilita, le modalità di riconoscimento dovranno garantire il recupero stabilito dalla legge, nei 12 anni di durata dell'affidamento, della differenza tra VIR corrisposto e RAB.

Si condividono, infine, gli orientamenti dell'Autorità volti ad un riconoscimento annuale di un ammontare calcolato come rata annua posticipata di ammortamento di un debito, determinato secondo logiche finanziarie di ammortamento a rata costante, con un tasso di attualizzazione pari al WACC.

S16. 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

Si condivide che le misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare siano introdotte in riferimento alle imprese distributrici titolari del servizio e che l'incentivo all'uscita sia commisurato al beneficio che ne può derivare al sistema, secondo logiche improntate a quelle seguite nel settore elettrico in caso di operazioni di aggregazione che determinano la cessazione dall'attività di distribuzione di una o più imprese di distribuzione (art. 36 del TIT di cui alla deliberazione ARG/elt 199/11), ovvero riconoscendo un incentivo economico sia all'impresa che cessa l'attività di distribuzione sia a quella in favore della quale l'attività viene ceduta.

S17. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione di misure per l'accorpamento degli ambiti con numero di clienti inferiore a 100.000

I principi esposti dall'Autorità in merito alla definizione di misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare e alla definizione di misure per l'accorpamento degli ambiti con numero di clienti finali serviti inferiore a 100.000 si ritengono condivisibili.

A tal fine potrebbero essere definiti corrispettivi da riconoscere alle stazioni appaltanti e agli enti concedenti, commisurati ai benefici attesi per effetto

degli accorpamenti. Simili corrispettivi, non dipendendo la scelta dell'accorpamento dagli operatori del servizio, dovrebbero comunque essere trasferiti in tariffa.

S18. Osservazioni sull'ipotesi di soppressione del regime individuale

Considerato che non è attualmente possibile valutare l'orizzonte temporale entro cui l'evoluzione del settore della distribuzione verso un nuovo assetto caratterizzato dalla presenza di un numero ridotto di imprese operanti su ambiti minimi definiti con logiche di efficientamento si compirà, al fine di garantire comunque una continuità metodologica tra i periodi di regolazione si ritiene opportuno rinviare l'abolizione del regime individuale ad un periodo di regolazione successivo al quarto.

S19. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della regolazione per il servizio di distribuzione diversi dal naturale

Considerato che la distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate presenta caratteristiche peculiari, sia in termini tecnico-gestionali che di organizzazione del servizio, rispetto alla distribuzione di gas naturale ed è caratterizzata da reti locali non interconnesse e sviluppate soprattutto nelle aree non metanizzate del paese (tipicamente aree collinari o montane), si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di prevedere una regolazione specifica per il settore.

Al riguardo potrebbe essere valutata l'ipotesi di prevedere la costituzione di ambiti regionali o sovraregionali con un meccanismo di perequazione gestito dalla CCSE che consenta di bilanciare i ricavi ammessi, fondati sul livello delle tariffe di riferimento, con i ricavi effettivi, basati sul livello delle tariffe obbligatorie, in coerenza con quanto attualmente previsto per il settore del gas naturale.

Come osservato al precedente punto di discussione S.6, l'ipotesi di prevedere una regolazione fondata su logiche di costi standard non si ritiene invece condivisibile: anche per questo settore si ritiene che il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese per l'erogazione del servizio debba basarsi sui costi effettivi tenuto conto delle molteplici specificità locali che caratterizzano la distribuzione canalizzata dei gas diversi dal naturale (tipicamente il GPL).

S20. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione della sicurezza e continuità del servizio

Per una completa visione degli aspetti di dettaglio si rimanda a quanto già

espresso in fase di preconsultazione con il documento Anigas inviato alla Direzione Consumatori e Qualità del servizio il 29 agosto 2011 (vedi allegato).

Solo per quanto riguarda gli incidenti da gas, si ritiene che in particolare la previsione di meccanismi di contenimento del rischio in riferimento agli effetti economici degli incidenti da gas di responsabilità delle imprese distributrici, confermando quanto già rilevato nel documento sopra richiamato, si evidenzia anche la necessità di esplicitare meglio la definizione di incidente al fine di escludere eventi con caratteristiche particolari che potrebbero risultare ingiustificatamente penalizzanti (ad esempio i casi di dispersione di gas che hanno avuto come unica conseguenza la riparazione effettuata dal distributore sul proprio impianto, con importo dell'intervento superiore a 1.000 euro).

Al riguardo si propone di integrare la definizione di incidente attualmente prevista dall'art. 27, comma 27.1, della RQDG, aggiungendo dopo la parola "*danni*" la puntualizzazione "nei confronti di terzi".

Una simile miglior esplicitazione della definizione di incidente potrebbe poi essere accompagnata anche da una ridefinizione delle soglie economiche che caratterizzano gli incidenti da gas.

S21. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione della qualità commerciale

In linea generale Anigas condivide l'elenco di obiettivi individuati dall'Autorità al punto 25.1 della consultazione.

Pur riservandosi di fornire un contributo più dettagliato nella fase di consultazione specifica l'Associazione rileva già in questa sede quanto segue:

- allineamento della regolazione a quella del settore elettrico, con particolare riferimento al c.d. "preventivo rapido". In linea generale si ritiene che l'applicazione del preventivo rapido anche nel settore del gas possa essere applicato ad alcuni tipi di prestazioni. Eventuali ulteriori considerazioni potranno essere formulate in occasione delle prossime consultazioni quando saranno esplicitate le modalità di applicazione del preventivo rapido anche al settore gas.
- progressiva trasformazione degli standard generali in standard specifici. Anigas, pur condividendo il principio di una regolazione incentivante a tutela dei clienti finali, data la complessità e la specificità del settore gas, rileva la mancanza di elementi sufficienti per fornire una valutazione

completa. Si resta, quindi, in attesa delle future dettagliate proposte dell'Autorità in merito.

- concordando sull'obiettivo Autorità di addivenire ad una semplificazione della regolazione, con particolare riferimento allo standard relativo alla verifica del Gruppo di Misura (GdM), si coglie l'occasione per segnalare che su questo tema occorrerà considerare anche le criticità sulla ricostruzione dei consumi a seguito di accertamento di malfunzionamento di un misuratore gas, già segnalate nelle osservazioni interassociative sulla delibera ARG/gas 7/10 del 29 aprile 2010 che si inviano nuovamente in allegato per completezza di documentazione

Da ultimo Anigas coglie l'occasione per evidenziare l'incremento, segnalato da numerose imprese di distribuzione, del fenomeno di mancato rispetto dell'appuntamento da parte del richiedente per le prestazioni di esecuzione lavori. Tale comportamento, che sembrerebbe assumere i contorni di una vera e propria "prassi", sta generando in capo al sistema notevoli oneri rispetto ai quali si auspica che l'Autorità, in questo processo consultivo, possa individuare meccanismi che responsabilizzino fin da subito il cliente finale.

S22. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione della qualità del servizio di misura

Anigas riconosce l'importanza della misura in termini di certezza di processi, come la fatturazione e lo switching, funzionali alla concorrenzialità e alla competitività nel mercato retail gas e conviene pertanto sulla necessità di interventi volti a migliorare gli aspetti qualitativi di tale servizio.

Anche su questo tema, pur condividendo l'obiettivo generale indicato dall'Autorità di rendere *"sempre più efficiente ed efficace il servizio di misura"* si osserva che, al momento, non si dispone di elementi sufficienti per comprendere nel dettaglio gli interventi che intende proporre l'Autorità.

Si rinvia quindi per i necessari approfondimenti alla specifica consultazione, in particolare sui livelli di riferimento e tendenziali di performance di raccolta e attendibilità dei dati di misura.