

**DCO 341/2012/R/GAS**  
***Criteria 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  $\beta$ ), 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  $t(tel)_t$  e  $t(con)_{t,d}$  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 riguarda 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  $\Delta\text{CVER}$  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  $\Delta\text{CVER}$  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  $t(\text{ins})_t^{\text{base}}$  e dei costi centralizzati relativi ai sistemi di telegestione  $t(\text{tel})_t$  e  $t(\text{con})_{t,d}$  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  $\beta$  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 dei servizi 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 sovregionali 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.

**Qualità servizio distribuzione gas  
IV periodo di regolazione 2013-2016**

**Fase di preconsultazione**

**Punti di attenzione e prime proposte Anigas**

*Milano, 29 agosto 2011*

*Revisione n. 1*

## PREMESSA

Nell'ambito della fase di *preconsultazione* per la regolazione della qualità del servizio di distribuzione (IV periodo 2013-2016), Anigas presenta in questa nota alcuni punti di attenzione e le prime proposte di revisione della “Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012” (RQDG) già presentate verbalmente nell'incontro del 11 luglio 2011 con la Direzione Consumatori e Qualità Servizio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Ulteriori contributi potranno essere presentati in tempi successivi su eventuali altri aspetti della regolazione.

## AMBITO DI APPLICAZIONE RQDG

In relazione all'evoluzione normativa in materia di affidamento del servizio di distribuzione gas per ambito territoriale, Anigas ritiene necessario valutare (e quindi se ne suggerisce la messa in consultazione) per quali parametri sarà opportuno introdurre una gestione per “*ambito territoriale*” e per quali altri sarà invece opportuno mantenere una “*visione*” per singolo impianto di distribuzione.

Si evidenzia, inoltre, che l'entità dei cambi di gestione sugli impianti per effetto dei nuovi affidamenti del servizio per ambito, potrebbe rendere necessario per il futuro anche valutare eventuali meccanismi di rimodulazione dei parametri di riferimento su cui è impostato l'attuale sistema di premi/penalità, definito in un momento in cui la prospettiva delle gare per ambito non era ancora così prossima e quindi probabilmente impostato su presupposti che consideravano come prevalente l'ipotesi della continuità di gestione da parte del medesimo esercente.

Si segnala che attualmente l'articolo 32.10 della RQDG prevede quanto segue: “*Fatto salvo quanto previsto al comma 32.3, qualora per effetto di scadenze o rinnovi di concessione a livello comunale il numero di clienti finali allacciati al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento di un ambito provinciale di impresa vari più del 25% (in aumento o in diminuzione) rispetto al numero di clienti finali dello stesso ambito allacciati al 31 dicembre dell'anno t-2, l'Autorità adotta i provvedimenti di ridefinizione del livello di partenza, in relazione al nuovo ambito provinciale di impresa per gli anni restanti del periodo regolatorio*”.

Si assiste, inoltre, ad una dinamicità delle aggregazioni societarie e dello sviluppo delle gare di bacino tale per cui sembrerebbe opportuno ricalcolare i livelli di partenza e tendenziali per qualsiasi causa della variazione, quali ad esempio acquisizioni e cessioni di società, oltre naturalmente le condizioni di vincita (o perdita di Comuni) per gare di bacino.

In una logica di proporzionalità e di “raccordo” tra *ante* (l’attuale periodo) e *post* (periodo con gare di bacino in fase matura) e in relazione della presumibile dinamica di presa in carico dei singoli Comuni di ambito da parte del nuovo affidatario, il ricalcolo dei livelli potrebbe avvenire:

- annualmente: allo scattare del valore di alcuni parametri (es. +/- 10-15% clienti);
- uno o due volte nel periodo regolatorio considerato: su richiesta della società.

Sempre per quanto concerne i meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione, si ritiene che quanto previsto dall’articolo 32.19 (in merito alla penalizzazione dell’esercente in caso di incidente gas) non tenga conto della prospettiva delle nuove gare d’ambito con un probabile elevato cambio delle attuali gestioni che potrebbe risultare eccessivamente penalizzante, e quindi andrebbe opportunamente rimodulato.

In proposito, potrebbe essere previsto un transitorio che stabilisca la penalizzazione per il solo impianto oggetto dell’incidente da gas e/o la ridefinizione delle soglie economiche che caratterizzano gli incidenti da gas.

## **SICUREZZA DEL SERVIZIO**

### **Obblighi di servizio di pronto intervento - franchigia**

*L’articolo 12.5 prevede che: “... si tiene conto di una franchigia di una chiamata telefonica per la quale l’impresa di distribuzione non sia giunta sul luogo della chiamata entro 60 minuti ...”.*

Premesso che Anigas ritiene che una franchigia di una chiamata telefonica per la quale l’impresa di distribuzione non sia giunta sul luogo della chiamata entro 60 minuti non tenga conto adeguatamente di tutte le situazioni che si possono prospettare, in particolare di quelle caratterizzate da un numero ridotto di chiamate e reputa quindi necessario rimodulare tale franchigia tenendo conto anche della causale delle eventuali chiamate evase oltre lo *standard*.

La franchigia potrebbe essere applicata per la prima chiamata indipendentemente dall’effettiva causa che si è rilevata *in loco* e per le due successive per chiamate con causali diverse dalle situazioni di cui all’articolo 10, comma 3, lettere a) ed e).

Inoltre in una logica di tenere maggiormente in considerazione le diverse situazioni nelle quali vengono effettuate le segnalazioni di pronto intervento, sarebbe opportuno caratterizzare più specificatamente le situazioni della lettera b) dell’articolo 10, comma 3 escludendo quelle in cui l’assenza di gas per il cliente finale sia riconducibile a responsabilità del cliente stesso (quali ad esempio, smarrimento chiave del gruppo di misura, impianto chiuso per morosità, ecc).

### **Obblighi di servizio di pronto intervento - Cause di mancato rispetto standard generali e specifici**

*L'articolo 49.1 prevede che le cause di mancato rispetto degli standard generali e specifici sono classificate in:*

- a) cause di forza maggiore, intese come atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti autorizzativi;*
- b) cause imputabili al cliente finale o a terzi, quali la mancata presenza del cliente finale ad un appuntamento concordato con l'esercente per l'effettuazione di sopralluoghi necessari all'esecuzione della prestazione richiesta o per l'esecuzione della prestazione stessa, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi;*
- c) cause imputabili all'esercente, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b).*

Nell'ambito di una regolazione ormai matura e consolidata, in merito alla lettera b) potrebbe essere opportuno, in una logica di maggior chiarezza ed omogeneità di comportamento da parte delle imprese, approfondire nel corso della consultazione le modalità con cui le imprese medesime debbano eventualmente documentare la "causa terzi".

### **Recuperi di sicurezza di servizio di distribuzione (componente dispersioni)**

Al fine di riconoscere agli esercenti virtuosi, ovvero gli operatori che negli anni precedenti hanno operato efficacemente raggiungendo elevati *standard* di sicurezza con situazioni già prossime al valore del livello obiettivo (ad esempio livelli tendenziali inferiore a 10), si propone di ampliare il valore dell'intervallo di franchigia al fine di evitare che ambiti provinciali con livelli tendenziali annui vicini al livello obiettivo o già assestati su tali valori rientrino nell'intervallo di penalizzazione in caso di lieve peggioramento del livello effettivo.

### **Anomalo aumento del numero di chiamate per odore di gas o presunto non riconducibile ad effettive dispersioni riconducibili alle reti di distribuzione gas**

In queste situazioni Anigas reputa che dovrebbe essere esplicitamente riconosciuta la consuntivazione congiunta degli interventi collegati alla prima chiamata ricevuta per la quale l'operatore è giunto a presidio sul luogo dell'intervento.

### **Allineamento disposizioni in materia di sicurezza con le linee guida APCE in vigore**

Si ritiene che quanto indicato all'articolo 31.2, comma d), lettera ii) *“rete in acciaio non protetta catodicamente, comprensiva dell'acciaio in protezione catodica non efficace”* non sia coerente con quanto ad oggi stabilito dalle nuove linee guida APCE *“Metodologia di valutazione dell'efficacia dei sistemi di protezione catodica di un impianto di distribuzione gas – Terza edizione (entrata in vigore dal 1 ° gennaio 2011)”*

Anigas propone, in particolare, di allineare quanto indicato al punto di cui sopra con il riferimento desumibile dalle linee guida APCE, secondo una formulazione del tipo:

*“rete in acciaio non protetta catodicamente, distinguendo :*

- *la lunghezza, misurata in metri, della rete in acciaio di estensione maggiore a 12 m, alla quale non è stata applicata la protezione catodica con impianti a corrente impressa o con anodi galvanici;*
- *la lunghezza, misurata in metri, della rete in acciaio dei sistemi di protezione catodica dove l'indicatore di protezione catodica Kt ha espresso valori minori di 60, nei due anni precedenti e in quello di riferimento.*

### **Dismissione della ghisa grigia con giunto canapa e piombo**

Anigas rileva l'importanza che si tenga conto di situazioni particolari e locali nelle quali a fronte delle azioni messe in atto dai distributori possa essere prevista la rimodulazione dei programmi di sostituzione.

## **CONTINUITÀ DEL SERVIZIO**

L'attività prevista dalla Nuova Linea Guida n°12 del CIG, piuttosto stringente in termini di impegno e responsabilità, da un lato fungerà da stimolo verso i distributori, in termini di maggiore utilizzo di apparecchiature (con *by pass*) che consentiranno gli interventi limitando le sospensioni di gas, dall'altro garantirà una procedura di riattivazione in piena sicurezza.

Si segnala, inoltre, che già nel DCO 1/08 *“Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel III periodo di regolazione (2009-2012)”*, pubblicato nel febbraio 2008 l'Autorità riportava:

- **punto 7.23:** *“L'Autorità con il Testo integrato della qualità dei servizi gas ha regolato anche la continuità del servizio soprattutto perché la riattivazione del gas rappresenta un momento di potenziale rischio per il cliente finale. La regolazione della continuità ha sempre mirato, quindi, non tanto a contenere la durata delle interruzioni, quanto a vigilare sul fenomeno delle interruzioni stesse, attraverso il monitoraggio del loro numero e durata, e, soprattutto, del fatto che i distributori provvedessero a dare un adeguato preavviso ai clienti finali interessati dall'interruzione, qualora programmata”;*

- **punto 7.24:** *“I dati comunicati dai distributori evidenziano che ad oggi il fenomeno si rivela **marginale** ....”*

Per quanto sopra, Anigas propone di semplificare gli obblighi di registrazione e comunicazione ad oggi previsti.

## **QUALITÀ COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE**

### **Comunicazioni ai clienti per la sostituzione dei contatori articolo 41.10**

Anigas ritiene che il tema richieda degli approfondimenti; l'articolo in questione infatti obbliga il distributore a seguire una specifica procedura in caso di qualsiasi sostituzione dei gruppi di misura anche quella non conseguente ad una richiesta di verifica da parte dei clienti finali oppure ad una chiamata di pronto intervento.

Si reputa che l'obbligo di comunicazione debba essere previsto per i soli casi di campagne di sostituzioni programmate e non debba applicarsi invece a quelle sostituzioni che corrispondono ad interventi di ordinaria manutenzione o a richieste dal cliente, come ad esempio modifiche all'impianto di derivazione d'utenza.

Inoltre, si ritiene opportuno una riformulazione del testo dell'articolo 41, ad esempio trattando separatamente tempi e modalità di esecuzione delle attività.

Infine, si segnala la necessità di verificare la coerenza delle attuali disposizioni con gli adempimenti previsti nel caso in cui il gruppo di misura con convertitore di volume anche in relazione al progressivo e notevole incremento di tali gruppi di misura come previsto dalla delibera ARG/gas 155/08.

### **Ricostruzione consumi di gas naturale nel periodo di malfunzionamento del gruppo di misura: inapplicabilità della delibera ARG/gas 7/10**

Per quanto riguarda questo punto, Anigas rimanda alla proposta interassociativa del 29 aprile 2010 *“proposta di interpretazione”* e alla nota Anigas del 3 giugno 2010 *“problematiche fiscali”* (vedi allegati).

### **Messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore articolo 43 bis**

Anigas ritiene che debbano essere definite con maggiore chiarezza le disposizioni relative alla messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore in relazione alla gestione dei reclami.

### **Tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità articolo 40**

Anigas segnala alcune criticità in merito alla prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità.

Una prima problematica è inerente l'orario di ricezione delle richieste di prestazione che può risultare critico in particolare nella gestione delle richieste di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità.

Un'ulteriore criticità da rilevare è quella sottesa alla ricezione delle richieste di servizio (R01) acquisite di venerdì in relazione alle disposizioni di cui la delibera ARG/gas 147/10. Infatti, in questo caso il venditore ha tempo fino a tutto il giorno lavorativo successivo (lunedì) per fissare l'appuntamento che inevitabilmente, nel caso lo stesso venditore impieghi l'intero tempo a sua disposizione, gli verrà assegnato al più presto il giorno successivo (ovvero martedì), già oltre il termine dei 2 giorni feriali, generando quindi un fuori *standard* per il distributore. La stessa problematica si pone per le richieste ricevute il giovedì nel caso in cui il distributore non lavori di sabato.

In merito all'orario di ricevibilità delle richieste, in particolare di quelle di riattivazione della fornitura dopo morosità, si propone l'introduzione, anche per il settore gas, di modalità analoghe a quanto già stabilito per il settore elettrico dall'articolo 68.3 della delibera n. 333/07, che prevede la facoltà per il distributore di comunicare ai venditori modalità e termini compatibili con l'orario di ricezione della documentazione di pagamento da parte del cliente finale. In questo caso le richieste pervenute oltre il termine indicato dal distributore potranno essere trattate dallo stesso come pervenute nel giorno successivo.

Per la seconda criticità si propone di unificare l'unità di misura del tempo allineandola a quella utilizzata per le altre prestazioni, ovvero il giorno lavorativo.

### **Procedure di verifica dei dati di qualità. Stima degli eventi di sicurezza e delle prestazioni di qualità commerciale non validi e non conformi articolo 59.4**

L'articolo 59.4 prevede che:

*“L'Autorità comunica all'impresa distributrice, tramite lettera inviata dai propri uffici via fax o telematica, la data di effettuazione del controllo dei dati di qualità con un preavviso non inferiore a 3 (tre) giorni lavorativi; nella comunicazione vengono indicati:*

*[...]*

*d) per quali impianti di distribuzione e/o per quali province viene effettuato il controllo dei dati di qualità”.*

All'articolo 67 quando poi si parla di metodologia di stima statistica a partire dal campione esaminato e si fa riferimento a  $n$  eventi di prestazioni di qualità commerciale, il modello è costruito partendo dalla dimensione  $N$  della popolazione di eventi, intesa come riferita alla Provincia oggetto di verifica per le prestazioni di qualità commerciale e all'impianto per la verifica degli eventi di sicurezza.

A tendere, in una logica di affidamento del servizio di distribuzione del gas per ambiti territoriali ottimali, vi potrà essere il caso in cui a una Provincia corrispondono più ambiti. In questo caso dovrebbe essere precisato che la popolazione è riferita alla Provincia se questa prevede un solo ambito di affidamento, mentre è riferita all'ambito di affidamento, se la Provincia è caratterizzata da più di un ambito di affidamento del servizio.

### **Distributore quale esecutore per gli appuntamenti delle prestazioni/lavori**

Tenuto conto del fatto che nella maggior parte o nella quasi totalità dei casi di esecuzione di prestazioni/lavori sono necessari atti autorizzativi da parte di terzi, per semplicità si potrebbe prevedere che l'appuntamento per l'esecuzione di tale tipologia di prestazioni sia sempre fissato dall'impresa di distribuzione.

### **Mancato rispetto dell'appuntamento da parte del richiedente per le prestazioni di esecuzione lavori**

L'attuale regolazione non prevede la possibilità, per il distributore, di addebitare alcun importo al richiedente per mancato rispetto dell'appuntamento.

Riguardo la specifica richiesta di prestazione per l'esecuzione dei lavori, si propone di prevedere "meccanismi" che disincentivino il mancato rispetto dell'appuntamento da parte del richiedente. Infatti, il mancato rispetto dell'appuntamento in relazione all'esecuzione dei lavori, obbliga il distributore a sostenere oneri significativamente superiori (predisposizione di squadre operative, furgoni attrezzati e/o mezzi di scavo, coordinamento fra imprese, ecc.) rispetto a quelli che sostiene per mancato rispetto dell'appuntamento da parte del richiedente.

## **SEGNALAZIONI MODIFICHE PUNTUALI AL TESTO RQDG**

### **Comunicazione dei dati all'Autorità articolo 31.3 lettera c) punti (i) e (ii)**

Per uniformare la rendicontazione con quanto previsto dalle Linee Guida CIG si propone di passare da 5 a 7 giorni solari.

### **Comunicazione dei dati all'Autorità articolo 31.11**

Al fine di evitare ridondanze negli adempimenti a carico degli esercenti, Anigas segnala che tale disposizione potrebbe considerarsi superata dalle comunicazioni per effetto della delibera GOP 35/08 che ha introdotto l'Anagrafica Operatori e Anagrafica Territoriale (o che comunque dovrebbe essere opportunamente coordinata con tali altri obblighi di comunicazione verso l'Autorità).

### **Distonia fra l'articolo 29.2 lettera s) e l'articolo 32.17:**

Si richiede che la disposizione di cui all'articolo 29.2 lettera s) sia uniformata a quella dell'articolo 32.17, prevedendo anche l'indicazione dei gruppi di riduzione finale con portata nominale maggiore di 1.200 kW.

Roma, 29 aprile 2010

Prot. n. 4463/10 DIGE Anigas  
Prot. n. 105/10 Assogas  
Prot. n. // Federestrattiva  
Prot. n. 760/10/E/R/g FederUtility

Spett.le  
Autorità per l'energia  
elettrica e il gas  
P.zza Cavour, 5  
20121 Milano

Alla c.a.: **Grossi ing. Alberto**  
e p.c. **Giussani dr. Guido**

**Oggetto: Delibera ARG/gas 7/10 - Integrazioni e modifiche alla delibera ARG/gas 120/08 in tema di verifica del gruppo di misura del gas su richiesta del cliente finale ed approvazione della metodologia di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura**

Le scriventi Associazioni ritengono opportuno sottoporre all'attenzione del Regolatore alcune questioni relative all'applicazione della delibera in oggetto.

Com'è noto il provvedimento agisce su due diversi aspetti riconducibili alle azioni da svolgere in caso di accertamento di malfunzionamento di un contatore gas; introduce delle importanti modifiche, in vigore dal 1° aprile 2010, all'articolo 41 della RQDG (delibera ARG/gas 120/08) e definisce una metodologia di ricostruzione dei consumi di gas naturale per il periodo di malfunzionamento del gruppo di misura.

Con particolare riferimento all'entrata in vigore si precisa che le scriventi associazioni intendono applicare la delibera ARG/gas 7/10 per le conferme delle richieste di verifiche pervenute all'impresa di distribuzione dall'utente della rete dal 1° aprile 2010.

Nel transitorio, ai sensi di quanto riportato al comma 7.1 dell'allegato A alla delibera, la piena operatività del provvedimento sembrerebbe comunque subordinata all'entrata in vigore di future modifiche legislative pertanto viene esplicitamente previsto che per il calcolo del volume di riferimento venga applicata la metodologia di cui al combinato disposto della delibera n. 200/99 e del RQDG. In sintesi il metodo da utilizzare sembrerebbe far riferimento ad volume annuale ( $V_{365}$ ) sul quale applicare le percentuali di errore senza però specificare le modalità di calcolo dello stesso.

Dalla lettura dell'articolato, però, sembrerebbe lecito presumere che nel caso di impossibilità a stabilire la data di inizio della deriva del contatore, il valore  $V_{365}$  possa essere calcolato come di seguito esposto:

$$V_{365} = \text{Lett.}_{R \text{ ver}} - \text{Lett.}_{St - 365 \text{ gg}}$$

dove:

**Lett.**<sub>R ver</sub>

è la lettura reale del contatore alla data della verifica;

**Lett.**<sub>St - 365 gg</sub>

è la lettura stimata del contatore alla data antecedente di 365 gg a quella di verifica.

Per la stima di quest'ultimo valore si farà riferimento all'ultima lettura validata dal distributore antecedente di 365 gg alla data della verifica, aggiungendo a questa i consumi stimati nel periodo rimanente che va da tale lettura alla data della stima.

Al fine di dare pronta applicazione al provvedimento in primo luogo vi preghiamo cortesemente di confermare la correttezza della lettura dell'articolo 7.2 come sopra riportato.

Sempre in relazione a tale articolo sarebbe anche utile chiarire come individuare il coefficiente "t" (tabella 1) in funzione del numero di componenti familiari nel caso di un condominio con uso domestico dove il gas venisse utilizzato anche per la produzione di acqua calda di uso sanitario (cod. 010 e 011 Elenco categorie d'uso delibera 17/07) ed inoltre definire modalità univoche per determinare lo stesso coefficiente per periodi diversi dall'anno.

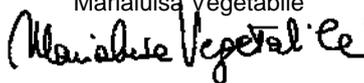
Ferma restando l'urgenza di ricevere istruzioni sui due temi sopra esposti, le nostre Associate ci segnalano una serie di argomenti in merito ai quali sarebbe opportuno valutare di organizzare un confronto con i Vostri Uffici.

Come già evidenziato più volte si segnala che il provvedimento dovrebbe essere oggetto di un approfondimento collegiale al quale coinvolgere l'Agenzia Dogane, al fine di far considerare gli effetti di ordine fiscale che la ricostruzione dei consumi produce sulle imprese di vendita.

Stante quanto sopra alleghiamo alla presente una nota tecnica contenente un elenco, non esaustivo, di punti da approfondire sia dal punto di vista regolatorio che dal punto di vista degli effetti fiscali.

Confidando nell'attenzione che Vorrete riservare alla nostra richiesta, rimaniamo in attesa di un Vostro cortese e urgente riscontro e inviamo i nostri migliori saluti.

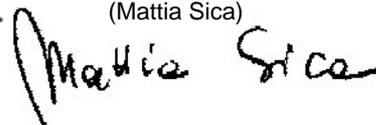
**ANIGAS**  
Il Direttore Generale  
Marialuisa Vegetabile



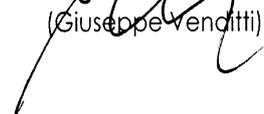
**ASSOGAS**  
Il Direttore Generale  
(Sergio Saldà)



**FederUtility**  
Il Direttore  
Area Reti dell'Energia  
(Mattia Sica)



**p. FEDERESTRATTIVA**  
Il Segretario Generale  
(Giuseppe Venditti)



## ALLEGATO TECNICO

### Modifiche e integrazioni disposte dalla ARG/gas 7/10 all'articolo 41 del RQDG di cui ARG/gas 120/08

#### **Articolo 2. comma a.**

Andrebbe chiarito cosa si intende per malfunzionamento nella parte dove si dice che nel caso in cui si accerti il malfunzionamento del gruppo di misura, l'impresa è tenuta a sostituirlo senza oneri per il cliente finale per l'invio ad un laboratorio qualificato ai fini dell'effettuazione della verifica (ultimo periodo dell'articolo 41.3 della 120/08 "*L'impresa distributrice (...) ai fini dell'effettuazione della verifica*"). A tal fine si ritiene opportuno sostituire il termine "*malfunzionamento*" con "*anomalia di funzionamento in sede di verifica*".

Le casistiche di "*anomalia*" sono quelle identificate nella norma UNI 11003 – criteri di verifica, escludendo quindi malfunzionamenti rilevabili in occasione di altri tipi di attività sul contatore, ad esempio a seguito di rilevamenti della lettura.

#### **Articolo 2. comma d.**

Si ritiene opportuno che siano esplicitati i soggetti del "*contraddittorio*" che a nostro avviso sono il cliente finale, o suo delegato, i tecnici del laboratorio che effettuano la verifica.

#### **Articolo 2. comma f. punti d) e) e f)**

##### **punto d):**

Si richiede venga specificato cosa si intende per "*ultima lettura validata ...e non contestata dal cliente finale*".

Le associazioni ritengono che "*ultima lettura validata ...e non contestata dal cliente finale*" sia l'ultima fatturata al cliente finale e per quale il cliente non abbia presentato contestazioni al momento della richiesta della verifica del gruppo di misura.

##### **punti e) e f)**

Il testo richiede una migliore esplicitazione per la presenza di numerose e consecutive negazioni che rendono difficile l'interpretazione dell'articolato.

Riportiamo di seguito i due testi dei punti e) e f):

*"e) l'impresa distributrice, che non abbia rispettato la regolazione vigente in materia di rilevazione, archiviazione e messa a disposizione delle misure dei punti di riconsegna, **non può addebitare al venditore**, e questi al cliente finale, gli importi derivanti dalla ricostruzione dei consumi gas, **per un periodo non superiore** a quello previsto in contratto per la periodicità di raccolta del dato di misura;*

*f) il venditore non può addebitare al cliente finale un importo superiore a quello addebitatogli dall'impresa di distribuzione, per la quota di competenza, ai fini della ricostruzione dei consumi; nel caso di misuratore non accessibile o con accessibilità parziale, il venditore che non abbia rispettato la regolazione vigente in materia di obblighi informativi nei confronti del cliente finale **non può addebitare** al cliente finale gli importi derivanti dalla ricostruzione dei*

*consumi gas, per un periodo non superiore a quello previsto in contratto per la periodicità di raccolta del dato di misura.”*

Pur in presenza della doppia negazione (in grassetto, per comodità) le Associazioni intendono quando segue:

- lettera e): il distributore che ha violato le disposizioni del CRDG tipo e della Sezione 2 del TIVG in materia di rilevazione dei dati di misura, addebiterà al cliente gli importi relativi alla ricostruzione consumi calcolati su un periodo massimo pari a quello previsto nel contratto di somministrazione per la periodicità di raccolta dei dati di misura;
- lettera f): il venditore che ha violato le disposizioni della delibera n. 229/01 e s.m.i. con riguardo agli obblighi informativi verso il cliente circa i misuratori non accessibili o con accessibilità parziale, a prescindere dal periodo di ricostruzione definito dal distributore, addebiterà per le sole componenti delle condizioni economiche di fornitura a copertura della commercializzazione all'ingrosso e della vendita al dettaglio, i relativi costi quantificati per un periodo massimo pari a quello previsto nel contratto di somministrazione per la periodicità di raccolta dei dati di misura.

Con particolare riguardo a quanto indicato al secondo punto elenco, circa le limitazioni relative alla “*quota di competenza*” che il venditore deve trasferire, in forma di addebito, al cliente finale, le Associazioni precisano che il venditore deve comunque vedersi riconosciuti i costi “logistici” del gas potendosi ritenere pienamente sufficiente la sola rinuncia alle componenti a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso e della vendita al dettaglio, considerata la violazione delle disposizioni in materia di obblighi informativi sui contatori non accessibili o con accessibilità parziale nei confronti dei clienti.

Si precisa, inoltre, che nel caso in cui nel periodo oggetto di ricostruzione il distributore non abbia rispettato gli obblighi in materia di rilevazione dei dati di misura, considerato che quest'ultimo dovrà limitarsi a ricostruire i consumi per la sola frequenza di lettura, il venditore applicando le condizioni economiche di fornitura (con tutte le componenti, ipotizzando che non abbia violato il quadro regolatorio indicato dall'art. 41.11 lettera f)) si troverà di fatto impossibilitato a recuperare il valore della materia prima consumata (ma non rilevata dal contatore) e dei costi commerciali, per il periodo tra la frequenza di lettura e l'ultima lettura validata non contestata disponibile antecedente il mancato tentativo del distributore.

## Articolo 2

L'ultimo capoverso dell'articolo 2 lettera f che modifica l'articolo 41.11 della delibera ARG/gas 120/08 RQDG “*L'impresa distributrice attua quanto sopra indicato anche nei casi di verifica del gruppo di misura effettuata su richiesta del venditore con cui il cliente finale ha stipulato un contratto di fornitura*”: a che cosa è riferito “*..attua quanto sopra indicato*”..?

È da intendersi come continuazione del punto f) del comma f.?

È un nuovo comma non numerato?

Introduce una nuova prestazione a carico del distributore?

## **Allegato A alla delibera ARG/gas 7/10**

### **Articolo 5 comma 2**

In merito all'articolo 5.2 che recita: *“L'impresa distributrice calcola le percentuali di errore E%Q1 ed E%Q2 rispettivamente alle portate Q1 e Q2, tramite interpolazione degli errori accertati...”* andrebbe chiarito se qualora in laboratorio venisse calcolato il valore reale dell'errore in Q1 e in Q2 mediante prova, sia possibile considerare tali valori nella ricostruzione oppure è fatto comunque obbligo di utilizzare esclusivamente quelli calcolati per interpolazione; e inoltre quale tipo di interpolazione si deve utilizzare per il calcolo delle percentuali di errore.

### **Articolo 7 comma 2**

Andrebbero meglio chiarite le disposizioni transitorie da utilizzare fino a quando non entreranno in vigore le citate *“modifiche legislative”*.

Dal punto di vista dei tempi sarebbe utile capire se tali disposizioni riguardano nuove disposizioni legislative da parte del Parlamento o disposizioni di carattere interpretativo da parte l'Agenzia delle Dogane.

Si chiede, inoltre, all'AEEG di chiarire le motivazioni sottese alla necessità di prevedere diversi riferimenti temporali massimi per i periodi oggetto di ricostruzione tra il mercato del gas naturale e quello elettrico (rispettivamente 5 anni solari e 365 giorni solari). Il criterio esplicitato nell'art. 41.11 in seguito alle modifiche introdotte dalla delibera ARG/gas 7/10, infatti, deroga alle disposizioni di cui all'art. 10.2 della delibera n. 200/99 per i criteri da seguire in relazione al periodo oggetto di ricostruzione consumi con particolare riguardo ai casi in cui non è determinabile con certezza il momento del guasto o della rottura (nel caso del gas, questi due casi sarebbero ascrivibili alla c.d. *“deriva”* dei contatori considerato che il criterio è indicato nella ARG/gas 120/08 *“in deroga”* e, dunque, teoricamente applicabile).

## **Aspetti fiscali**

Segnaliamo in fine alcune osservazioni di carattere fiscale sul quale è necessario un coordinamento in quanto la ricostruzione dei consumi non può prescindere degli effetti che andrà a produrre sulla fatturazione e, quindi, sul calcolo delle accise.

Laddove vengano riscontrati errori superiori alle tolleranze ammesse, i soggetti obbligati al pagamento delle accise, cioè le società di vendita, devono procedere ad emettere note a credito o fatture a debito che possono essere riferite ad un arco temporale da uno a cinque anni indipendentemente da quanto definito in delibera.

Le norme di natura fiscale in materia di accise e di addizionali regionali sono abbastanza rigide e prevedono che in caso:

- di verifica di funzionamento anomalo del contatore che porta alla ricostruzione di consumi inferiori a quelli fatturati, le aziende di vendita devono accreditare al cliente, relativamente alla differenza ricostruita, sia il valore commerciale del prodotto che quello dei tributi addebitati. E' prevista per la società di vendita la possibilità di chiedere all'Erario la restituzione di accise ed addizionali regionali entro due anni dalla data di presentazione

della dichiarazione di consumo. Ne consegue che, nel caso di ricostruzione di consumi che si riferiscono a cinque anni, non è possibile chiedere il rimborso per gli ulteriori tre anni.

- di ricostruzione di consumi che accerta la somministrazione di quantitativi superiori a quelli fatturati, le aziende di vendita, oltre agli aspetti economici conseguenti al mancato pagamento delle accise, potrebbero essere ritenute colpevoli per non aver effettuato correttamente l'accertamento e al pagamento delle accise sui consumi effettivamente a posteriori riscontrati (art. 40 del TUA che prevede sanzioni pesanti di natura penale).

Gli effetti di natura fiscale derivanti dal provvedimento quindi dovrebbe essere oggetto di un attento approfondimento al fine di considerare i risvolti che la ricostruzione dei consumi produce, in riferimento alle note di credito o fatture debito, riferibili al periodo di consumo in cui si concretizzano.

**PROBLEMATICHE INERENTI LA GESTIONE DEI  
CONTRATTI DI SOMMINISTRAZIONE DEL GAS  
NATURALE SOTTO I PROFILI REGOLATORIO E  
FISCALE**

**NOTA ANIGAS**

*Milano, 3 giugno 2010*

**Premessa**

Anigas presenta al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas una sintetica nota in cui rappresenta lo stato dell'arte relativa alle distonie ancora non risolte o potenziali tra la normativa fiscale e regolatoria nella gestione dei contratti di somministrazione del gas naturale.

**Cronologia dei fatti che hanno visto coinvolti gli Uffici dell'Autorità, dell'Agenzia delle dogane e le Associazioni di distributori e venditori gas naturale**

L'Agenzia delle dogane il 28 dicembre 2007 pubblica la Circolare 37/D le cui disposizioni al Capitolo 5 Anigas segnala possibili distonie con le deliberazioni dell'Autorità (n. 138/04 e 108/06).

Nell'incontro del 14 gennaio 2008 presso l'Agenzia delle dogane, a cui partecipano per l'Autorità funzionari della DMEG, dal disamine dei contenuti della Circolare 37/D e della regolazione in essere vengono evidenziate le seguenti distonie: obblighi informativi in capo al venditore uscente in caso di *switching*, lettura "effettiva" del contatore, voltura, azzeramento consumi in corso d'anno termico e sfasamento anno termico/solare.

L'Agenzia delle dogane pubblica il 5 agosto 2008 la Circolare 32/D con cui risolve alcune delle distonie rilevate: obblighi informativi e lettura "effettiva".

L'Agenzia delle dogane il 27 maggio 2009 convoca una riunione sulle problematiche segnalate in tema di gestione dei contratti di somministrazione del gas naturale derivanti da carenza di coordinamento tra normativa fiscale e regolazione di settore. Gli argomenti sono: fatturazione di conguaglio/fatture di rettifica, stima dei consumi funzionali alla fatturazione "pro quota die" ovvero

“profili di prelievo”, utilizzazione del fattore C per la trasformazione dei volumi e piena responsabilità della misura in capo ai distributori gas.

Nella riunione del 12 giugno 2009 a cui partecipano rappresentanti delle Direzioni DMEG, DTAR, DCQS e delle Associazioni Anigas, Assogas, Federestrattiva e FederUtility vengono dibattuti i temi gli argomenti all’ordine del giorno.

### **Argomenti già discussi nel 2009 con l’Agenzia delle dogane.**

Anigas segnala che ad oggi alcune problematiche già segnalate e discusse nel 2009 in riunioni congiunte Direzioni Autorità e Agenzia delle dogane non hanno avuto ancora risposta:

#### *1 Stima dei consumi (riferimento delibera ARG/gas 17/07)*

Ai fini della fatturazione al cliente finale la normativa fiscale prevede l’applicazione del metodo “*pro quota die*” ; lo stesso metodo è previsto nel caso di variazioni di aliquote di accisa. Ai fini regolatori la stima avviene sulla base dei “*profili di prelievo*”.

Nel corso della riunione del 12 giugno 2009 indetta dall’Agenzia delle dogane di Roma, cui hanno partecipato Associazioni e rappresentanti dell’Autorità, è stato concordato che non esistono preclusioni ad adottare il metodo dei “*profili di prelievo*” anche ai fini fiscali.

L’Agenzia delle dogane avrebbe solo dovuto individuare lo strumento utilizzabile (circolare o provvedimento legislativo).

Ad oggi l’Agenzia delle dogane non ha adottato alcun provvedimento.

#### *2 Utilizzazione fattore C (riferimento delibera ARG/gas 159/08 e s.m.i)*

L’utilizzazione del fattore C per la trasformazione dei volumi in produce effetti sulle quantità fatturate al cliente finale in quanto oggetto della somministrazione. Nella riunione del 12 giugno 2009 l’Agenzia delle dogane ha preso atto di quanto stabilito dalla delibera citata e si era impegnata a dare le opportune disposizioni.

Ad oggi l’Agenzia delle dogane non ha adottato alcun provvedimento.

#### *3 Responsabilità della misura (riferimento delibera ARG/gas 159/08 e s.m.i)*

L’Autorità con la delibera ARG/gas 159/09 e s.m.i. ha attribuito la completa responsabilità della misura all’impresa di distribuzione. Nella riunione del 12 giugno 2009 si erano valutati gli effetti fiscali a carico dei soggetti obbligati al pagamento delle accise (imprese di vendita) in caso di errori nella determinazione delle quantità somministrate effettuati dalle imprese di distribuzione.

L'Agenzia delle dogane si è dichiarata disponibile a procedere al rimborso, ovvero al recupero delle accise senza l'applicazione di sanzioni, purché il soggetto obbligato abbia ottemperato alle disposizioni previste dalle norme/delibere regolatorie.

L'Autorità e l'Agenzia delle dogane ad oggi non hanno emanato provvedimenti a riguardo.

### **Altri provvedimenti regolatori già pubblicati o in corso di consultazione per i quali potrebbe essere necessario ulteriori confronti Autorità/Agenzia delle dogane**

#### *4 Ricostruzione dei consumi (riferimento delibera ARG/gas 7/10)*

Segnaliamo alcune osservazioni di carattere fiscale su cui è necessario un coordinamento in quanto la ricostruzione dei consumi non può prescindere degli effetti che andrà a produrre sulla fatturazione e, quindi, sul calcolo delle accise.

Laddove vengano riscontrati errori superiori alle tolleranze ammesse, i soggetti obbligati al pagamento delle accise, cioè le società di vendita, devono procedere ad emettere note a credito o a debito che possono essere riferite ad un arco temporale da uno a cinque anni indipendentemente da quanto definito in delibera.

Le norme di natura fiscale in materia di accise e di addizionali regionali sono abbastanza rigide e prevedono che in caso:

- di verifica di funzionamento anomalo del contatore che porta alla ricostruzione di consumi inferiori a quelli fatturati, le aziende di vendita devono accreditare al cliente, relativamente alla differenza ricostruita, sia il valore commerciale del prodotto che quello dei tributi addebitati. E' prevista la possibilità di chiedere la restituzione di accise ed addizionali regionali entro due anni dalla data di presentazione della dichiarazione di consumo. Ne consegue che, nel caso di ricostruzione di consumi che si riferiscono a cinque anni non è possibile chiedere il rimborso per tre anni.
- di ricostruzione di consumi che accerta la somministrazione di quantitativi superiori a quelli fatturati le aziende di vendita, oltre agli aspetti economici conseguenti al mancato pagamento delle accise potrebbero essere ritenute colpevoli per aver sottratto all'accertamento e al pagamento delle accise (art. 40 del TUA che prevede sanzioni pesanti di natura penale).

Gli effetti di natura fiscale derivanti dal provvedimento quindi dovrebbe essere oggetto di un attento approfondimento al fine di considerare i risvolti che la ricostruzione dei consumi produce, cioè le note di credito o di debito, riferibili al periodo di consumo in cui si concretizzano.

Si ritiene opportuno che venga individuata una procedura coerente sotto il profilo fiscale e regolatorio per disciplinare la fase di ricostruzioni dei

consumi che compete a periodi di fatturazione che hanno interessati più impresi di vendita.

#### 5 *Provvedimenti di tutela dei consumatori e morosità (in preconsultazione)*

Si segnala che nel corso della riunione del 31 marzo del Gdl “*Aggiornamento CRDG tipo*” in tema di trattamento della morosità, è stata avanzata l’ipotesi che l’operatore che fornisce il servizio di “*prelievo indebito*” sia il distributore.

A questo proposito si fa presente che il distributore oggi non è soggetto che immette al consumo un prodotto sottoposto ad accisa (TU D.Lgs 504/95 art. 2 comma 2) in tal senso non è tenuto neanche alla segnalazione ai fini fiscali degli eventuali furti di gas rilevati (vedi differenze tra distributore di energia elettrica art. 53bis comma 4 e Gas art. 26 comma 15).

#### 6 *Furto del gas naturale (procedimento avviato con la delibera ARG/gas 131/08)*

Il gas sottratto indebitamente dalle reti è una delle componenti dell’equazione di bilancio commerciale degli impianti di distribuzione gas.

La normativa fiscale ( art. 26 – comma 15 – del TU D.Lgs 504/95) prevede che in caso di sottrazione fraudolenta di gas naturale i soggetti venditori debbono compilare una dichiarazione per i consumi di gas naturale accertati che devono trasmettere al competente ufficio delle dogane appena i quantitativi sono stati accertati.

La norma, che ha evidentemente l’obiettivo di individuare un soggetto cui sarà richiesto il pagamento delle accise, si pone in contrasto con le norme regolatorie che disciplinano il mercato del gas naturale.

Dal punto di vista fiscale, infatti, vengono posti adempimenti e responsabilità in capo alla società di vendita anche a seguito di furti di prodotto effettuati con interventi sulla rete di distribuzione ovvero in caso di rimozione di suggelli successivi alla risoluzione, per vari motivi, del contratto di fornitura.

Lo strumento utile per ottenere il coordinamento della normativa fiscale e quella regolatoria può essere individuato nella fase di consultazione prevista dal provvedimento.

#### 7 *Borsa del gas naturale*

La gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale, prevista con l’avvio della borsa del gas, deve essere disciplinata anche sotto il profilo fiscale.

In particolare, sarà opportuno disciplinare gli adempimenti in capo ai soggetti acquirenti del gas al Punto virtuale di scambio per la diretta utilizzazione.