

DCO 501/2012/R/GAS

**REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO
DIDISTRIBUZIONE DEL GAS PER IL QUARTO
PERIODO DIREGOLAZIONE**

Orientamenti iniziali

Osservazioni e proposte ANIGAS

Milano, 17 gennaio 2013

PREMESSA

Anigas con il presente documento presenta le proprie osservazioni a proposte al documento “501/2012/R/GAS REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS PER IL QUARTO PERIODO DIREGOLAZIONE” (di seguito DCO) con cui l’Autorità per l’energia elettrica e il gas mette in consultazione gli orientamenti iniziali per la regolazione della qualità per il IV° periodo.

Il presente documento segue gli altri due documenti prodotti e inviati all’Autorità da Anigas:

- Qualità del servizio distribuzione gas IV° periodo di regolazione 2013-2016 - Fase di pre-consultazione - Punti di attenzione e prime proposte Anigas - 29 agosto 2011;
- 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 - 3 ottobre 2012.

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

Anigas ritiene particolarmente importante la presente consultazione e quelle che seguiranno, come si è già avuto modo di rilevare in occasione della consultazione di cui al DCO 341/2012/R/gas perché riguardano un periodo di regolazione in cui si verificherà una notevole trasformazione del sistema della distribuzione gas attraverso i nuovi affidamenti per ambito territoriale. La regolazione del nuovo periodo che sarà definita anche sulla base di quanto emerso nelle consultazioni, accompagnerà la distribuzione gas dal sistema attuale al nuovo scenario delle gestioni per ambito e dovrà quindi tener conto di questa nuova prospettiva.

Per quanto riguarda la parte del DCO relativa alla “sicurezza e continuità del servizio” si condividono in linea generale, in particolare in una fase come quella sopra delineata, gli obiettivi specifici che si intendono perseguire per il IV° periodo di regolazione della qualità, già presentati nel precedente DCO 341/2012/R/gas sulla base delle linee guida stabilite dall’Autorità e riproposti anche nella presente consultazione.

Si ritiene inoltre del tutto ragionevole adottare approcci di regolazione che ne favoriscano e semplifichino l’applicazione alle nuove gestioni d’ambito (in cui come detto il nuovo gestore subentrerà progressivamente), in particolare in merito all’individuazione dei perimetri cui applicare i meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza e alla semplificazione degli adempimenti legati all’anagrafica territoriale e alle dinamiche di aggiornamento conseguenti alle gare d’ambito, con massicci trasferimenti di gestioni da un operatore ad un altro.

Infine, come anche evidenziato in dettaglio nei singoli spunti di consultazione, Anigas ritiene che sia inefficiente e non corretto introdurre forme di regolazione che si sovrappongano alla normativa tecnica di riferimento la cui stesura è demandata ad organismi di normazione competenti (es. Uni, CIG, APCE,).

Per quanto riguarda il DCO nella Parte II “qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas” Anigas osserva che le proposte di modifica dell’attuale regolazione dovrebbero



essere orientate a migliorare il servizio per il cliente finale e nello stesso tempo aumentare l'efficienza dei processi di comunicazione tra distributori e venditori, attraverso ulteriori sviluppi in tema di standardizzazione dei flussi.

Infine anche se in linea generale Anigas condivide l'obiettivo di allineare la regolazione gas a quella elettrica allo scopo di favorire una semplificazione per il cliente finale, sottolinea in ogni caso la necessità di tenere in dovuta considerazione le specifiche peculiarità del settore gas e di quello elettrico.

OSSERVAZIONI E PROPOSTE AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

PARTE I – Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione

Q.1 Osservazioni in materia di standard di qualità migliorativi rispetto a quelli minimi previsti dall’Autorità offerti dalle imprese distributrici in occasione delle gare per il rilascio delle concessioni del servizio di distribuzione (si veda il punto 3.23). Motivare le risposte.

Anigas rileva che il DM 226/11 sulle gare prevede standard migliorativi da proporre nei bandi di gara. Questi rappresentano per il distributore fattori di competitività.

Resta comunque inteso che gli eventuali standard migliorativi di qualità, offerti dall’esercente in occasione delle gare, restano vincolanti solo per la durata dell’affidamento in concessione del servizio (dodici anni). Si ritiene, peraltro, che tali standard debbano essere vincolanti solo ai fini del rapporto tra l’ente locale concedente e il gestore di rete (e, ovviamente, delle prestazioni da questo rese nei confronti dei clienti finali del relativo ambito) e **non** debbano essere considerati anche come obbligo derivante dai provvedimenti regolatori in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura.

D'altra parte, il contratto di servizio tra stazione appaltante ed ente concedente (di cui dovrebbe essere ormai prossima l’approvazione da parte dell’Autorità e poi del Ministero dello Sviluppo Economico), come stabilito all’art. 14, comma 6 del DM 226/11, dovrebbe già prevedere le modalità per la verifica annuale degli impegni rispetto ai livelli di sicurezza e qualità offerti, le penali a favore degli Enti locali in caso di non rispetto annuale di tali livelli e le previsioni di decadenza del contratto in caso di mancato rispetto per tre anni dei livelli offerti al di sotto di un valore soglia.

A questo fine Anigas ritiene che eventuali livelli standard migliorativi adottati, **non** debbano essere considerati ai fini dell’individuazione dei fuori standard rispetto ai livelli regolati dall’Autorità e non debbano essere quindi evidenziati in sede di rendicontazione annuale relativa sia ai dati di sicurezza e continuità che a quelli relativi alla qualità commerciale.

Q.2 Osservazioni circa il nuovo possibile meccanismo di extra-remunerazione degli investimenti per il risanamento delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo e per l’ammodernamento dei sistemi di odorizzazione del gas. Motivare le risposte.

Anigas **non** concorda con il nuovo meccanismo di extra-remunerazione degli investimenti proposto nel DCO in quanto il meccanismo dei costi standard non riesce a coprire le peculiarità degli investimenti effettuati.

Questo vale soprattutto per la sostituzione delle condotte in ghisa in quanto ci sono

situazioni particolari che fanno variare di molto le operazioni e i costi per tale sostituzione. Si rileva inoltre che mentre la sostituzione di tali tubazioni impatta direttamente sul livello di sicurezza della rete; lo stesso non vale per i sistemi di odorizzazione in quanto la sostituzione degli impianti a lambimento con quelli ad odorizzazione impattano sull'efficienza e non sulla sicurezza dell'impianto.

In caso di assorbimento nel meccanismo di extra-remunerazione degli investimenti nell'attuale meccanismo incentivante la sicurezza (premi e penalità), ove fosse adottata la prefigurata soglia dimensionale per l'accesso degli impianti alla regolazione incentivante (di cui comunque si dirà nello specifico in risposta allo spunto per la consultazione Q.4), le imprese di distribuzione non si vedrebbero in tal caso riconosciuta alcuna extra-remunerazione per gli investimenti ricadono in impianti al di sotto la soglia dimensionale prevista.

Infine, per quanto riguarda la remunerazione connessa agli impianti di ammodernamento dei sistemi di odorizzazione si ritiene invece accettabile il meccanismo di extra-remunerazione proposto dall'Autorità solo qualora non venga introdotta una soglia dimensionale minima degli impianti ammessi al meccanismo di premi e penalità, garantendo comunque all'impresa di distribuzione, anche in questo caso, un valore di incentivazione pari a quello previsto attualmente con le disposizioni vigenti.

Q.3 Osservazioni in merito alla scelta del perimetro ottimale per la regolazione incentivante. Motivare le risposte.

Anigas concorda con la definizione del perimetro ottimale "impianto distributore" (opzione # 1A del DCO) per la regolazione del meccanismo premi/penalità in quanto questo insieme coglie maggiormente le specificità morfologiche del territorio e operative del distributore.

Si ritiene, inoltre, che anche a regime, una volta definiti gli ambiti a seguito di aggiudicazione delle gare, l'impianto possa rappresentare comunque il perimetro da utilizzare per il calcolo dei premi e penalità. L'ambito, oggetto di gara per il servizio di distribuzione, costituisce infatti un perimetro di aggregazione troppo vasto che potrebbe non consentire rappresentazione delle performance delle imprese di distribuzione in relazione a taluni degli indicatori.

L'adozione dell'impianto quale perimetro per la regolazione incentivante risulta infine coerente con il perimetro di riferimento per la valutazione degli obblighi di sicurezza del servizio.

Q.4 Si condividono gli orientamenti circa gli impianti di distribuzione di minore dimensione?

Vista la numerosità di impianti di distribuzione con meno di 5.000 clienti serviti, in linea di principio, si ritiene che tali impianti **non** debbano essere sottratti alla regolazione per il riflesso che tale scelta ha sulla sicurezza.

Si ritiene pertanto che **tutti gli impianti di distribuzione delle imprese interessate**

dalla **regolazione incentivante** debbano accedere al sistema di premi-penalità. Come prefigurato nel DCO, potrebbero essere al limite definite delle dimensioni minime di impresa quale discriminante per l'applicazione obbligatoria della regolazione premi-penalità.

Q5. *Si condividono gli orientamenti sulla gestione della dinamicità degli impianti illustrati nell'Appendice 3? Si ritiene che, ai fini della regolazione incentivante la riduzione delle dispersioni localizzate su segnalazione di terzi, i livelli di partenza possano essere calcolati sulla media dei tre anni, anziché due, precedenti l'anno di inizio del quarto periodo di regolazione?*

Pur non condividendo l'introduzione di una soglia dimensionale minima per impianto ai fini dell'accesso al sistema incentivante di premi e penalità, si segnalano le seguenti criticità sulla gestione della dinamicità degli impianti di cui gli orientamenti illustrati nell'Appendice 3 del DCO.

Per quanto riguarda le interconnessioni di impianti in caso variazione di impianti che non presentano valori tendenziali già fissati, **non** si condivide la regola proposta che prevede l'esclusione di nuovi impianti costituiti anche se al di sopra della soglia dimensionale.

Nel caso di separazione di impianti con i livelli tendenziali già fissati, **non** si concorda sulla proposta che gli impianti oggetto di separazione ereditino i livelli tendenziali dall'impianto da cui ha origine la separazione solo se tutti gli impianti separati raggiungano l'eventuale soglia minima di partecipazione. Nel caso in cui a seguito di separazione almeno un impianto mantenga la soglia minima di separazione prevista per l'ammissione al meccanismo di incentivazione si dovrebbe invece prevedere che tale impianto sia comunque ammesso al meccanismo di premi e penalità.

In merito alla possibilità per cui, ai fini della regolazione incentivante, i livelli di partenza possano essere calcolati sulla media dei tre anni, anziché due, precedenti l'anno di inizio del quarto periodo di regolazione si segnala che tale proposta, pur ragionevole, presupporrebbe il ricalcolo dei livelli partenza (come peraltro sembra desumersi nell'Appendice 3 del DCO, allorché è previsto un ricalcolo sulla media dei due anni 2012 e 2013), in contrasto con quanto previsto al punto 4.17 del DCO, ove si indica che debba essere garantita continuità e stabilità all'azione regolatoria e che debba essere confermato l'orizzonte temporale di dodici anni individuato per il raggiungimento del livello obiettivo da parte di tutte le imprese distributrici con decorrenza dal 2009.

Q.6 *Osservazioni in merito agli orientamenti di regolazione della sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Motivare le risposte.*

In merito all'aggiornamento della regolazione della sicurezza del servizio di distribuzione Anigas riporta di seguito alcune considerazioni su specifici aspetti trattati nel DCO.

a) Orizzonte temporale di lungo termine per le dispersioni localizzate (punto 6.2 del DCO)

Al fine di garantire continuità e stabilità all'azione regolatoria, come indicato dall'Autorità al punto 4.17 del DCO, si concorda con il mantenimento dell'orizzonte temporale fissato complessivamente in 12 anni (che essendo stato avviato dal 2009 con la delibera ARG/gas 120/08 risulta costituito ancora da 7 anni) per il raggiungimento del livello obiettivo di 7,5 dispersioni convenzionali localizzate su segnalazioni di terzi per migliaio di clienti finali.

b) Utilizzo del livello effettivo annuale per le dispersioni convenzionali localizzate (punto 6.3 del DCO)

Pur comprendendo che la proposta tende alla semplificazione amministrativa nel suo complesso, Anigas **ritiene preferibile mantenere** l'attuale meccanismo di calcolo del livello effettivo (media ponderata del biennio) che risulta più cautelativo in un'ottica di stabilizzazione degli impatti economici (sia in positivo che in negativo) in carico alle imprese di distribuzione. Tale stabilizzazione si ritiene adeguata e necessaria anche al fine di predisporre puntuali piani di budget annuali e pluriennali.

c) Fattori incentivanti il telecontrollo punto 6.4 del DCO e successivi)

Relativamente ai fattori incentivanti il telecontrollo, si concorda con l'intendimento di aumentare il fattore incentivante dei premi e delle penalità al fine di aumentare il grado di sicurezza incentivando le imprese distributrici ad installare un numero crescente di sistemi di telecontrollo dello stato di protezione catodica delle reti e dei gruppi di riduzione.

Non si concorda però con quanto proposto dall'Autorità al punto 6.7 del DCO per cui si ritiene di prevedere i valori incentivanti ε_p e ε_{pc} solamente per i primi due/tre anni del 4° periodo regolatorio. Pur comprendendo l'obiettivo di incentivare un'accelerazione del telecontrollo, si ritiene che un incentivo limitato agli investimenti effettuati nei soli primi due/tre anni del periodo regolatorio possa risultare poco efficiente, in quanto condurrebbe le aziende a concentrare gli investimenti in un arco di tempo troppo ridotto, con conseguente impatto sui piani di budget.

Si propone pertanto di mantenere l'incentivo per l'intera durata del periodo regolatorio e di rivedere le percentuali di cabine telecontrollate rispetto al totale cabine, se il perimetro di riferimento sarà l'impianto.

d) Regolazione incentivante l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione (punto 6.8 del DCO e seguenti)

Si concorda con l'aumento del numero minimo di misure obbligatorio. Si fa notare però che nei casi di impianti con estensione della rete molto ridotta (ad esempio solo con alcune centinaia di metri, come piccoli impianti in derivazione da Comuni

gestiti da altra impresa di distribuzione), la rilevazione di un numero maggiore di misure previsto rispetto all'attuale minimo risulta di difficile realizzazione o addirittura impossibile se non effettuando più misure sullo stesso punto a fronte, tuttavia, di quanto stabilito dalla RQDG all'articolo 8.comma 8.2 lettera c), per le misure del grado di odorizzazione che prevede la possibilità di effettuare non più di 2 misure su uno stesso punto.

e) Aggiornamento del parametro che valorizza i premi e le penalità

Non si formulano particolari osservazioni in merito alla proposta di aggiornamento del parametro che valorizza i premi e le penalità, anche se, solo a titolo di raffronto, si rileva che l'entità dell'aggiornamento prefigurato (tra il 2 e il 5%) risulta notevolmente inferiore a quella proposta, ad esempio, per l'importo degli indennizzi automatici (circa il 17%).

f) Effetti del mancato rispetto di uno degli obblighi di sicurezza del servizio (punto 6.13 del DCO e seguenti)

In linea generale si ritiene che l'annullamento dei premi in caso di mancato rispetto di una o più disposizioni relative al servizio di pronto intervento di cui all'articolo 25 della RQDG, anche riscontrabili a seguito di verifica ispettiva, possa essere ritenuto applicabile nel caso in cui l'intendimento fosse quello di prevedere l'annullamento del premio nel singolo impianto oggetto di verifica ispettiva.

In tal caso risulterebbe però necessario introdurre elementi oggettivamente misurabili soprattutto in relazione in particolare a quanto previsto dall'articolo 25 comma 25.1 a) della RQDG per cui l'impresa di distribuzione *“deve disporre di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento, in conformità alle norme tecniche vigenti in materia”*.

Più in generale infatti, in considerazione del fatto che le disposizioni di cui all'articolo 25 comma 25.1 della RQDG sono generalmente identificate a livello azienda e non per impianto di distribuzione.

g) Meccanismi di contenimento del rischio (punto 6.18 del DCO e seguenti)

Relativamente all'impatto degli incidenti gas di responsabilità dell'impresa distributrice **non** si concorda con quanto riportato al punto 6.18 del DCO secondo cui, adottando quale perimetro ottimale l'impianto di distribuzione in luogo dell'ambito provinciale, l'attuale meccanismo di contenimento del rischio che prevede la decurtazione di due terzi degli eventuali premi in luogo del loro annullamento verrebbe mantenuto solo per le imprese di distribuzione che distribuiscono gas in un solo impianto. Tale scelta appare discriminatoria nei confronti delle imprese di distribuzione che gestiscono più impianti.

Si propone al riguardo di mantenere lo spirito la disposizione ad oggi prevista dalla

delibera 436/2012/R/gas (riduzione di due terzi, in luogo dell'annullamento, degli eventuali premi relativi all'impianto di distribuzione interessato dall'incidente).

h) Imprese di distribuzione di minori dimensioni (punto 6.23 del DCO e seguenti)

In tema di imprese di distribuzione di minori dimensioni, **non** si concorda in linea generale con l'intendimento di concedere a tali imprese la facoltà di non partecipare alla regolazione premi e penalità, in quanto una simile impostazione risulterebbe discriminante nei confronti delle altre imprese di distribuzione.

i) Obblighi di ispezione della rete (punto 7.1 del DCO e seguenti)

Per quanto riguarda gli obblighi di ispezione della rete, si concorda con l'intendimento dell'Autorità di innalzare gli obblighi minimi annui di ispezione della rete al 33% per le reti in AP/MP e al 25% per le reti in BP prevedendo, anche per ragioni di semplificazione, l'eliminazione della deroga di cui al comma 12.3 della RQDG relativa alla diversa modulazione delle percentuali di ispezione della rete in un biennio e in un triennio, purché venga reintrodotta quanto originariamente previsto dalla delibera n. 236/00 in relazione all'ispezione della rete sugli impianti di dimensioni inferiori ad una certa soglia (per gli impianti di lunghezza complessiva inferiore a 50 Km, prevedendo la possibilità di effettuare l'ispezione programmata al 100% in un unico anno, esonerando l'impresa dall'effettuazione dell'ispezione nei due anni successivi).

Tale criterio garantirebbe comunque, per gli impianti di ridotte dimensioni, il medesimo grado di sicurezza registrato attualmente, semplificando però gli oneri amministrativi, logistici e gestionali dell'attività svolta dalle imprese di distribuzione.

Si propone inoltre che vengano unificati in tre anni i tempi per il controllo della rete in bassa e in media/alta).

j) Pubblicazione del piano annuale della ricerca dispersioni (punto 7.3 del DCO)

Non si concorda in quanto il piano annuo è soggetto a variazioni non prevedibili (condizioni atmosferiche, variabilità della programmazione lavori attribuibili alla dinamicità della gestione degli appalti, criticità legate alla viabilità, interferenze con lavori con altri sottoservizi, ecc).

k) Protezione catodica delle reti in acciaio (punto 7.6 del DCO e seguenti)

Si concorda con l'intenzione dell'Autorità di allineare i concetti di rete non protetta catodicamente con quelli definiti nelle linee guida APCE nella versione entrata in vigore nel gennaio 2011.

Si propone altresì, per ragioni di semplicità e coerenza con le linee guida APCE, al

fine di allineare RQDG, di introdurre in fase di comunicazione annuale, la distinzione in condotte in acciaio non protette catodicamente e condotte in acciaio con protezione catodica non efficace.

l) Percentuale minima di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti (punto 7.10 del DCO e seguenti)

Non si concorda con l'intenzione dell'Autorità di elevare, in riferimento all'obbligo di servizio del pronto intervento, la percentuale minima di chiamate telefoniche per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti dal 90% al 95% lasciando invariata la franchigia pari ad una telefonata. Si ritiene infatti che l'attuale obbligo di servizio sia già un indicatore congruo a registrare un adeguato livello di sicurezza del servizio senza necessità di alzare ulteriormente l'obbligo oggi previsto.

Si ritiene peraltro che la 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 si reputa quindi necessario rimodulare tale franchigia tenendo conto anche della causale delle eventuali chiamate evase oltre lo standard.

Si ritiene pertanto che la franchigia debba essere modulata in funzione della dimensione impiantistica o del numero di chiamate in arrivo su un determinato impianto di distribuzione. A tal proposito, come già rilevato in altre occasioni, si ritiene che debbano essere maggiormente specificate le disposizioni per il servizio di pronto intervento in caso di impianti con un esiguo numero di chiamate, così da garantire un livello generale ed un obbligo di servizio che non corrano il rischio di essere compromessi da un numero limitatissimo di eventi o, nel caso peggiore, dal singolo evento oltre all'unico in franchigia.

Non si ritiene infatti idonea, e quindi **non** si condivide, l'adozione di una franchigia limitata ad un solo evento in assoluto (come la franchigia esistente), perché non sufficiente a tenere in adeguata considerazione le su esposte situazioni.

Si ritiene, per contro, necessario introdurre una franchigia riferita al numero di chiamate ricevute nel corso di un anno (considerando, ad esempio una franchigia pari a 3 chiamate, per impianti con meno di 30 chiamate l'anno).

m) Periodo di subentro (punto 10.9 del DCO e seguenti)

In linea di principio si concorda con la proposta dell'Autorità al punto 10.11 del DCO indirizzata a rimuovere il periodo di subentro in quanto le imprese subentranti sono comunque distributori già operanti nel settore che opererebbero comunque su impianti di distribuzione pre-esistenti e già in esercizio, di norma a regime.

Si ritiene opportuno che vada approfondita la proposta dell'Autorità in merito all'ipotesi di introduzione di uno specifico obbligo di comunicazione sull'impresa uscente nei confronti di quella subentrante. Il passaggio di consegna dei dati tra

gestore uscente ed entrante risulta di fondamentale importanza in vista delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio per una molteplicità di processi tra cui ovviamente processi relativi alla sicurezza e continuità, ma anche processi commerciali (comunicazioni funzionali alle allocazioni, gestione pratiche di bonus gas, comunicazioni alle società di vendita, ecc.). Nello specifico, per quanto gli obblighi di sicurezza del servizio, Il trasferimento dei dati tra gestori, infatti, se non adeguatamente regolato, può ingenerare possibili inefficienze nella gestione delle attività delle imprese, come ad esempio quelle inerenti l'ispezione della rete o la raccolta delle misure del grado di odorizzazione.

n) Ulteriori osservazioni in tema di segnalazione dispersioni

In merito alla proposta di registrare una segnalazione di dispersione di un dipendente dell'impresa distributrice non come segnalazione di terzi, si ritiene necessario tener conto di alcune considerazioni di seguito sintetizzate.

Se, in linea generale, il principio evidenziato dall'Autorità è comprensibile per le segnalazioni occasionali di dispersione effettuate da dipendenti dell'impresa di distribuzione (segnalazioni di dispersioni rilevate occasionalmente nell'ambito di altre attività) potrebbe essere invece distorsivo nel caso in cui l'impresa di distribuzione, attuando in modo autonomo rispetto a quanto previsto dalla regolazione un programma di controllo e ispezione delle parti aeree, dovesse trovarsi a considerare come dispersioni su segnalazione di terzi anche quelle individuate invece, di propria iniziativa, sulla base di un piano sistematico di controllo.

Visto che nel DCO, rilevando il trend crescente del rapporto tra le dispersioni aeree e quelle interrate, viene osservato che potrebbe essere opportuno, da parte delle imprese di distribuzione, intensificare le attività di controllo ed ispezione delle parti aeree, al fine di non disincentivare simili attività dovrebbe essere previsto che, laddove l'impresa attui volontariamente un programma sistematico di controllo ed ispezione delle parti aeree (e sia in grado, ovviamente, di documentarne la pianificazione e le attività svolte), le dispersioni individuate nell'ambito di tale piano (ove non già oggetto di segnalazione da parte di terzi o di segnalazione occasionale da parte di un dipendente) non siano considerate come dispersione su segnalazione di terzi.

Eventuali ulteriori aspetti potranno essere oggetto di approfondimento in occasione delle consultazioni successive.

Q.7 *Come potrebbero essere attuati i controlli di cui al punto 6.10?*

Non si concorda sulla necessità di prevedere regole mirate atte a contrastare i possibili comportamenti opportunistici ipotizzati da parte di imprese di distribuzione in quanto la pubblicazione delle nuove norme UNI 7133-2 e UNI 9463-2 unitamente ai comportamenti indotti dalla regolazione esistente tutela sufficientemente i livelli di sicurezza indotti.

Si ricorda che in particolare, tale norma ha recepito anche i criteri di programmazione e individuazione dei punti sui quali effettuare le misure di odorizzante descritti nelle precedenti linee guida CIG (con riferimento alla norma UNI 9463-2) unitamente alle attività da effettuare sulla base della regolazione vigente. In particolare la norma UNI 7133-2 prevede la definizione di almeno due periodi nei quali effettuare le misure dell'anno da individuarsi in corrispondenza dei regimi stagionali di alte e basse portate; l'individuazione dei punti di campionamento al fine di eseguire una corretta odorizzazione, garantendo una rappresentazione dello stato di odorizzazione dell'intero impianto di distribuzione e l'esclusione dal conteggio delle misure conformi qualora siano effettuate in prossimità dei punti di consegna così come previsto all'articolo 8 della RQDG.

Peraltro si ritiene ridondante e fonte di possibili inefficienze introdurre regole che si sovrappongono alla normativa tecnica di riferimento che regola il settore.

Q.8 Si ritiene che le casistiche di rilevazione del tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento di cui al punto 10.3 della RQDG possano essere migliorate? Se sì, come?

Per quanto riguarda le chiamate di Pronto intervento non effettive (ripetute e per falso allarme) Anigas concorda con quanto proposto cioè sull'introduzione di una nuova casistica (falso allarme). Le chiamate per queste fattispecie sarebbero comunque sempre registrate dal distributore, ma non considerate nel computo totale.

Q.9 Si condivide l'orientamento mirato ad introdurre il monitoraggio della pressione di esercizio delle reti BP?

Per quanto riguarda l'ipotesi di introdurre un monitoraggio della pressione di esercizio delle reti in bassa pressione, si evidenzia che, in assenza di specifici riferimenti normativi, il tema presenta ancora numerosi aspetti tecnici da verificare e approfondire e la cui analisi, trattandosi di aspetti eminentemente tecnici, **dovrebbe essere prima completata come normativa tecnica in ambito CIG.**

Non si ritiene opportuno per il momento, pertanto, in assenza di specifici riferimenti normativi, introdurre il monitoraggio proposto.

Q.10 A quali dati e/o informazioni potrebbe riferirsi l'obbligo proposto al punto 10.12?

Per quanto riguarda l'ipotesi di introdurre uno specifico obbligo di comunicazione sull'impresa uscente nei confronti di quella subentrante, Anigas ritiene che tale regolazione deve essere inserita nel quadro generale di obblighi di comunicazione per sostituzione di esercente per esito gara di concessione. Per ulteriori approfondimenti si rimanda comunque chiaro allo spunto di consultazione Q.6.

Q.11 Si ritiene che il tempo massimo per la riparazione della dispersioni di classe C possa essere ridotto rispetto a quanto attualmente disciplinato dalla RQDG?

Per quanto riguarda i tempi di riparazione delle dispersioni di classe C si ritiene che le tempistiche possano essere riviste.

Per la rimodulazione delle tempistiche di riparazione si rimanda alla linee guida CIG n° 7 "Classificazione delle dispersioni di gas sull'impianto di distribuzione per gas con densità < 0,8 e con densità > 0,8"

Q.12 Quali altri aspetti dovrebbero essere tenuti in conto dall'Autorità in un'ottica di semplificazione e di sostenibilità della regolazione della sicurezza del servizio di distribuzione? Motivare la risposta.

Anigas **non** condivide le modalità di catalogazione di "incidente da gas" [danni a cose per un valore non inferiore a 1.000 euro" (art. 27.1), ovvero, incidenti che comportano "il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno 24 ore" (art. 27.2)] ai fini della sostenibilità della sicurezza del servizio di distribuzione gas. Tale definizione d'incidente da gas è stata mutuata a suo tempo dal CIG che la utilizza a puri fini statistici.

Al fine del riconoscimento degli incentivi per il miglioramento della sicurezza, Anigas ritiene che debba essere costruita un'apposita catalogazione degli incidenti, allo scopo di evitare che il distributore sia penalizzato per eventi che si verificano per circostanze che non dipendono in alcun modo dal rispetto delle regole in materia di sicurezza.

Analogamente si ritiene necessario circoscrivere il concetto di incidente per evitare una sovrapposizione di discipline, come ad esempio gli incidenti sul lavoro già disciplinati dal D.Lgs. 81/2008 (testo unico sulla sicurezza lavoro) con regole finalizzate alla tutela e alla prevenzione sotto il profilo della sicurezza sul luogo del lavoro.

Q.13 Osservazioni in merito agli orientamenti di regolazione della continuità del servizio di distribuzione del gas. Motivare le risposte.

Non si concorda sull'intenzione delineata nel DCO di riferirsi al solo anno di riferimento per i dati da comunicare; in particolare **non** si condivide di comunicare la consistenza della rete riferita solo al 31.12 dell'anno n di riferimento, alla luce delle considerazioni di seguito riportate.

L'esatto dato consuntivo della rete aggiornata al 31.12 dell'anno di riferimento non è ancora disponibile alla data di comunicazione dei dati (31.03 dell'anno n+1); ciò anche tenendo conto di quanto stabilito dall'art. 12 della RQDG in merito agli obblighi di servizio relativi alla sicurezza, che prevedono un tempo pari a sei mesi per l'aggiornamento della cartografia e quindi delle consistenze di rete, a consuntivazione di tutte le modifiche intervenute (relative a materiale utilizzato, diametri, pressione di esercizio o eventuale aggiunta di parti di nuova realizzazione). Tale periodo risulta adeguato per consentire alle aziende – soprattutto se di grandi dimensioni – di effettuare tutti i controlli necessari alla certificazione del dato.

Si concorda infine sull'opportunità di rimuovere la comunicazione di cui all'art. 31, comma 31.11, della RQDG in occasione di cambio di gestione dell'impianto di distribuzione a seguito di gare per il rinnovo delle concessioni, trattandosi di attività già svolta nell'ambito della gestione dell'Anagrafica Operatori da parte delle imprese, che tuttavia andrebbe opportunamente regolamentata, anche in maniera più organica.

Q.14 Si condivide l'ipotesi di introduzione di una causa di secondo livello di cui al punto 11.5?

Non si concorda con l'intenzione di introdurre una causa di secondo livello mirata a monitorare interruzioni della fornitura di gas conseguenti a irregolarità dei valori di pressione di fornitura all'utenza di cui all'articolo 11.5, in quanto:

- non si comprende la casistica riferita agli stabilizzatori di pressione in quanto non dotati di meccanismi di blocco dell'erogazione del gas;
- gli interventi di blocco dell'erogazione del gas conseguenti all'intervento del riduttore non sono univocamente riferibili a problematiche della rete di distribuzione;
- eventuali anomalie della rete che comportassero l'intervento dei riduttori riguarderebbero non un singolo riduttore ma tutti i riduttori del tratto di rete interessato, pertanto tale anomalia risulta già gestita mediante la registrazione degli eventi di "interruzione del servizio".

Infine si segnala che i casi proposti sono riconducibili principalmente a interventi su riduttori/stabilizzatori d'utenza e si osserva che è interesse del distributore non intervenire frequentemente sullo stesso PdR, in quanto il costo di ripetuti interventi sul campo hanno un costo superiore alla sostituzione dell'apparecchiatura.

Q.15 Quali altri aspetti dovrebbero essere tenuti in conto dall'Autorità in un'ottica di semplificazione e di sostenibilità della regolazione della continuità del servizio di distribuzione? Motivare la risposta.

Non si ravvisano, per il momento, ulteriori aspetti oltre quelli già evidenziati in riferimento alla presente consultazione.

PARTE II – Qualità commerciale del servizio di distribuzione

Q.16 Osservazioni in merito agli orientamenti di regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas. Motivare le risposte.

a) Aggiornamento degli standard di qualità commerciale

Anigas concorda con la conferma degli standard in vigore (punti 14.2,14.3) **tranne che** per lo standard relativo alla *“riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità”* (vedasi quanto evidenziato più avanti). Per quanto riguarda la proposta al punto 14.5 possibilità di un aggiornamento degli standard delle prestazioni elencate, Anigas concorda in linea generale **ad eccezione** della prestazione di attivazione delle forniture.

In merito a tale prestazione, infatti, non concorda con i valori attribuiti in quanto i tempi medi rilevati non possono essere considerati riferimento assoluto.

Inoltre si vuol fare presente che nel variare i tempi delle attività sarebbe importante valutare il rapporto costi/benefici prima di apportare modifiche. Si rimanda comunque all'eventuale prossima consultazione in materia di qualità commerciale l'eventuale valutazione delle singole proposte di abbassamento dei livelli di riferimento degli standard proposti.

b) Applicabilità al settore gas del preventivo rapido per il settore elettrico

Anigas ritiene condivisibile la proposta pur essendo necessario tenere in considerazione le peculiarità dei regolamenti di fornitura stipulati tra ente concedente ed ente concessionario che definiscono modalità di preventivazione e corrispettivi che i clienti finali devono corrispondere per le varie tipologie di lavori e prestazioni. Solo qualora gli stessi non siano previsti a livello di concessione viene applicato un prezzario unico reso pubblico da ogni singola impresa. Si ritiene quindi che possa essere introdotto il preventivo rapido per il settore del gas solo quando i corrispettivi saranno quanto meno uniformati a livello nazionale, per tutte le imprese.

Si ricorda in tal senso che l'Autorità con delibera ARG/gas 42/11 ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione del servizio di connessione alle reti di distribuzione del gas naturale, con l'obiettivo di definire corrispettivi a forfait per le prestazioni accessorie e un prezzario unico per l'addebito dei costi a preventivo per le prestazioni che non risultino facilmente standardizzabili in relazione al costo complessivo (ad esempio per alcune tipologie di lavori semplici/complessi).

Si fa presente peraltro che il sopralluogo serve per rilevare le necessità costruttive e definire il preventivo. È bene considerare che nel settore gas le prestazioni di attivazione, riattivazione senza modifica della potenzialità, disattivazione sono già valorizzati a listino e pertanto rapidamente ascrivibili nella disciplina dei “preventivi rapidi”.

Tenendo conto di ciò e richiamando quanto evidenziato in merito alle peculiarità del settore gas, si ritiene che l'applicazione del preventivo rapido possa avere in futuro eventualmente ragion d'essere solo le tipologie di lavori per le quali si può azzerare il tempo per l'esecuzione del sopralluogo da parte dell'impresa di distribuzione e quindi il tempo di preventivazione.

c) Attivazione e disattivazione della fornitura con esecuzione ritardata

La disciplina proposta nel DCO risulterebbe già possibile con la regolazione in essere “disciplina degli appuntamenti posticipati” art. 45 del RQDG. Sempre nell'ottica di miglioramento del servizio al cliente, tale disciplina potrebbe essere ulteriormente migliorata attraverso l'utilizzo di procedure specifiche in grado di dare risposte in tempo rapido.

d) Risposte motivate ai reclami o alle richieste di informazione Disciplina delle risposte motivate ai reclami o alle richieste di informazioni

Anigas ritiene ragionevole allineare la regolazione del gas a quella del settore elettrico con riferimento ai tempi di esecuzione della prestazione. Si concorda quindi nel portare a 30 giorni solari in luogo di 20 giorni lavorativi il tempo massimo dello standard generale relativo alle risposte motivate ai reclami o alle richieste di informazione.

Non si concorda invece sulla proposta di aumentare il livello di riferimento dello standard generale dal 90% al 95% in quanto si ritiene che l'aumento dello standard generale sia comunque troppo sfidante e possa generare il possibile aumento di percentuale fuori standard.

Si concorda invece con la proposta di dati minimi contenuti nella risposta motivata al fine di allineare il settore gas a quello elettrico.

e) Aggiornamento degli importi degli indennizzi automatici

Si concorda in linea di principio con gli aggiornamenti degli importi degli indennizzi automatici proposti dall'Autorità, salvo quanto osservato in risposta allo spunto di consultazione Q.6.

Nel caso in cui si adottasse una percentuale di aggiornamento analoga a quella ipotizzata per il parametro che valorizza i premi e le penalità (di cui al punto 6.12 del DCO), i valori potrebbero in alternativa essere:

- 31,50 euro per i clienti finali con gruppo di misura fino alla classe G6;
- 63,00 euro per i clienti finali con gruppo di misura dalla classe G10 alla classe G25;
- 126,00 euro per i clienti finali con gruppo di misura dalla classe G40.

Si coglie l'occasione infatti per rimarcare che oltre agli importi relativi agli indennizzi automatici per le prestazioni di qualità commerciale, andrebbero anche aggiornati gli importi relativi all'attività di accertamento della sicurezza degli impianti interni previsti dall'art. 8 della delibera n. 40/04 (*Adozione del regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas*) e **mai** adeguati dal 2004.

Anigas ritiene che tale aggiornamento sia necessario alla luce delle variazioni del tasso d'inflazione, dell'aumento dei costi di gestione per il recepimento delle pratiche di accertamento e per l'adeguamento dei sistemi informatici, nonché per l'incremento dei costi relativi al continuo aggiornamento normativo al fine di formare il personale qualificato.

f) Preventivazione lavori

Anigas osserva che per il punto a) il Codice di Rete Distribuzione Gas (CRDG - delibera n. 108/08) già definisce le modalità di presentazione non discriminatorie tra i vari utenti della rete.

Ciò premesso, sarebbe auspicabile che la manifestazione di accettazione del preventivo fosse omogenea per tutti i distributori in coerenza con lo standard nazionale di comunicazione e con l'art. 12 del CRDG. Con riferimento al punto b) si concorda con la proposta del DCO fatto salvo il caso dell'esecuzione di lavori non imputabili all'impresa di distribuzione.

g) Nuovo standard specifico su ripristino della pressione di fornitura

Osservazione di carattere generale è quella che l'introduzione di un nuovo standard a fronte di un numero annuale di interventi "*decisamente contenuto*" va valutato in termini di costo/benefici inoltre il tema della pressione di fornitura va anche valutato in termini di definizione di un valore di pressione minima garantita.

Già nel proprio documento del 7 aprile 2008 Anigas rispondeva al Q.20 del DCO 1/08 "*Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas del III° periodo di regolazione*" che tale garanzia poteva essere data solo per le utenze direttamente alimentate da una rete di media pressione/ alta pressione (MP/AP) attraverso specifico gruppo di riduzione della pressione, rimarcando che tale valore minimo doveva tener conto della classe di precisione del riduttore di pressione.

Negli altri casi, vale a dire per le utenze direttamente collegate ad una rete sia essa in MP/AP, (attraverso un gruppo di misura passante) che in bassa pressione (BP), Anigas fa presente che l'assetto fluidodinamico di una rete di distribuzione (livello di pressione) varia in funzione della domanda di gas, della crescita dei consumi in aree di nuova urbanizzazione e/o di nuovi insediamenti industriali.

La garanzia di un livello adeguato della pressione di fornitura in tutte le condizioni di esercizio delle reti di distribuzione è un aspetto gestionale a cui le aziende di distribuzione hanno sempre dedicato grande attenzione, come confermato dagli eccellenti livelli di continuità di servizio.

Questi risultati sono stati ottenuti dalla aziende del settore tramite una accurato dimensionamento delle infrastrutture di rete, un periodico controllo dei livelli di pressione in vari punti della rete, in varie condizioni di esercizio e l'attuazione di programmi di potenziamento delle infrastrutture di rete, in caso di necessità anche in accordo con l'Ente concedente.

Anigas **non** concordava quanto affermava allora l'Autorità nel DCO 1/08 che la norma UNI EN 437 fornisca un riferimento normativo vincolante per quanto riguarda le pressioni minime garantite sulle reti di distribuzione del gas esercite in BP. Per precisione si segnala che l'unico riferimento alla sicurezza in senso lato rintracciabile nella UNI EN 437 è la "pressione di interaccensione", fissata dalla norma a 14 mbar all'utilizzatore.

h) Tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità

Come anche già ribadito in risposta al DCO 341/2012/R/gas, 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. Proprio in merito a questa specificità relativa alla possibilità o meno di organizzare l'attività anche il sabato o meno da parte delle imprese, si ritiene che la proposta di allineare l'orario di ricevibilità delle richieste a quanto previsto nel settore elettrico (quindi prevedendo la facoltà per il distributore di comunicare ai venditori modalità e termini di ricezione delle richieste di riattivazione compatibili con l'orario di ricezione, da parte delle società di vendita,

della documentazione di pagamento del cliente finale) non sia sufficiente, seppur condivisibile, a risolvere tale problematica. Al fine di risolvere la suddetta criticità, e come già peraltro ribadito in risposta al DCO 341/2012/R/gas, **si propone di unificare l'unità di misura del tempo allineandola a quella utilizzata per le altre prestazioni, ovvero il giorno lavorativo.**

i) Trattamento della sospensione per morosità anche per effetto di richiesta di switching (punto 14.28 del DCO)

Come anche ribadito in risposta al DCO 341/2012/R/gas, si ritiene che tale prestazione di riattivazione di una fornitura in precedenza sospesa per morosità, sovrapponendosi ad una richiesta di switching con tempistica stabilita (efficace dal 1° giorno del mese) non possa essere equiparata ad una prestazione di riattivazione dopo sospensione per morosità "in continuità" di società di vendita titolare del PdR.

Si ricorda peraltro che a seguito della pubblicazione della delibera 166/2012/R/gas secondo quanto stabilito dall'articolo 4 l'impresa di distribuzione è tenuta a riattivare il punto di riconsegna alla data di efficacia della sostituzione, ovvero alla prima data successiva indicata dal cliente finale, qualora il punto di riconsegna oggetto di una richiesta di accesso per sostituzione risulti chiuso per sospensione della fornitura per morosità.

La gestione di tale prestazione crea problemi gestionali alle imprese di distribuzione in quanto non sono ancora chiarite le modalità di fissazione da parte del venditore e/o di presa in carico da parte del distributore dell'appuntamento con il cliente finale per la riattivazione del punto di riconsegna.

Al fine di risolvere le criticità che si stanno registrando in questi mesi si ritiene che dovrebbe essere aggiornato lo standard di comunicazione di cui alla Determina 1/11 creando una prestazione appositamente dedicata, diversa dall'attuale prestazione di riattivazione dopo sospensione per morosità, consentendo quindi alla società di vendita che ha contrattualizzato un cliente finale con PdR sospeso per morosità (nei confronti di un'altra società di vendita) di fissare l'appuntamento per la riattivazione relativamente al PdR di cui non ha ancora effettivamente la titolarità. Ad oggi, infatti, i tracciati previsti dallo standard di comunicazione della prestazione di riattivazione a seguito di morosità consentono solo al venditore che ha già la titolarità del PdR di fissare l'appuntamento per la riattivazione.

j) Revoca della richiesta di sospensione della fornitura da parte del venditore che pervenga dopo le 14 del giorno lavorativo precedente quello dell'intervento programmato (punto 14.28 del DCO)

Nell'ambito delle valutazioni avviate dall'Autorità, Anigas intende evidenziare la necessità di rendere quanto più coerente possibile l'attuale disciplina (revoca/riattivazione della sospensione e gestione appuntamento) al fine evitare modalità applicative non uniformi e disomogenee. In particolare, pur tenuto conto

che per il distributore potrebbe non essere sempre possibile conoscere lo stato di “sospensione” del PdR (es. sospensione in corso di esecuzione o effettuata ma non ancor evasa), dovrebbe essere prevista, secondo modalità univoche, la possibilità di considerare come revoca una richiesta di riattivazione pervenuta successivamente alla richiesta di sospensione. In linea con quanto previsto all’articolo 5.9 del TIMG di cui alla delibera ARG/gas 99/11.

Si ritiene che per tale prestazione debba essere utilizzato il flusso R01 di riattivazione a seguito di sospensione della fornitura per morosità attualmente previsto dalla Determina 1/11 di cui alla delibera ARG/gas 185/08.

Al fine di fornire soluzioni il più possibili aderenti a quanto previsto dal TIMG, in prima battuta si ritiene che l’impresa di distribuzione al momento della presa in carico della revoca (e quindi del contestuale appuntamento da parte del venditore per la riattivazione) sarebbe tenuta a riconoscere come ammissibile, salvo errori formali, qualsiasi richiesta di riattivazione (e quindi revoca) avanzata dal venditore provvedendo poi a comunicare:

- l’esito negativo della prestazione qualora non vada a buon fine il precedente intervento di chiusura del punto di riconsegna;
- l’esito positivo qualora vada a buon fine il precedente intervento di chiusura del punto di riconsegna.

Si ritiene comunque che i flussi attinenti a tale prestazione di riattivazione, con particolare riferimento alla gestione dell’appuntamento a carico dell’utente del servizio di distribuzione, vadano adeguatamente chiariti (inserendolo nell’agenda lavori del Gruppo di Lavoro standard nazionale di comunicazione istituito dall’Autorità con determina 11/2012).

Fino a quando non sarà definita la prestazione (in particolare la gestione degli appuntamenti) in coerenza con quanto sopra riportato, si ritiene che debbano continuare a rimanere in vigore le disposizioni transitorie previste dall’articolo 4 della delibera 540/2012/R/gas per cui qualora la revoca della richiesta di chiusura del punto di riconsegna per sospensione della fornitura per morosità pervenga all’impresa di distribuzione successivamente al giorno antecedente l’intervento programmato, la revoca è considerata non pervenuta e l’impresa di distribuzione comunica, entro 1 giorno lavorativo all’utente del servizio di distribuzione che è tenuto ad effettuare una richiesta di riattivazione della fornitura.

Q.17 Come possono essere aggiornati gli standard elencati al punto 14.5?

Si rimanda a quanto risposto allo spunto di consultazione Q.16

Q.18 Si ritiene che le definizioni di subentro e voltura possano essere allineate a quelle del TIQE (si vedano le lettere tt) e aaa) del comma 80.1 del TIQE)?

Nel settore gas non è prevista la voltura così come definita nel TIQE: [“voltura” è, in relazione al singolo punto di prelievo, la cessazione del contratto di trasporto con un

cliente e la contestuale stipula del contratto con un nuovo cliente, senza disalimentazione del punto di prelievo stesso].

Per quanto riguarda il subentro nel settore gas si fa riferimento alla definizione riportata nel CRDG ed è differente a quella del TIQE: [*“subentro” è la richiesta di attivazione, con contestuale variazione dei soli dati identificativi, di un punto di prelievo disattivo*]

Sarebbe quindi necessario adeguare i termini al settore distribuzione gas.

In linea con quanto previsto nel codice di rete tipo della distribuzione si propongono quindi per il settore gas le seguenti definizioni:

- “voltura contrattuale (o subentro)”: è la richiesta di variazione dei soli dati identificativi di un punto di riconsegna attivo da parte dell’utente della distribuzione con conseguente azzeramento del progressivo dei consumi;
- “voltura mortis causa”: è la richiesta di variazione dei soli dati identificativi di un punto di riconsegna attivo da parte dell’utente della distribuzione senza conseguente azzeramento del progressivo dei consumi.

Q.19 Quali altri aspetti dovrebbero essere tenuti in conto dall’Autorità in un’ottica di semplificazione e di sostenibilità della regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas? Motivare la risposta.

In merito alla proposta delineata nel DCO per cui la comunicazione annuale dei dati di qualità commerciale potrebbe essere effettuata su base regionale invece che su base provinciale si ritiene che possa apportare possibili benefici in termini di semplicità nell’organizzazione e nel recepimento dei dati da fornire. Si concorda quindi con quanto ipotizzato dall’Autorità.

Al pari di quanto proposto al quesito di consultazione Q.1 si ritiene che eventuali standard di qualità del servizio migliorativi rispetto a quelli minimi previsti dalle deliberazioni dell’Autorità debbano essere vincolanti solo ai fini del rapporto tra l’ente locale concedente e il gestore di rete e non rispetto agli obblighi previsti dalle disposizioni dell’Autorità. A questo fine si ritiene che eventuali livelli standard migliorativi adottati non debbano essere considerati ai fini del calcolo di fuori standard e non debbano essere evidenziati in sede di rendicontazione annuale.

Q.20 Si condivide la possibile estensione al settore elettrico della comunicazione dei dati di qualità commerciale su base regionale invece che provinciale?

Non si formulano particolari osservazioni sul punto che riguarda in modo specifico i distributori di energia elettrica e non i distributori di gas naturale.