

**RISPOSTA DI ENEL RETE GAS S.p.A. AL
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 303/2013/R/gas**

**“REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE
DEL GAS PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE
ORIENTAMENTI FINALI”**

OSSERVAZIONI GENERALI

Enel Rete Gas, anche a nome di G6 Rete Gas (controllata al 100%), formula le proprie osservazioni sugli orientamenti finali delineati nel documento di consultazione 303/2013/R/gas (di seguito anche DCO) riguardante la regolazione della qualità del servizio di distribuzione gas per il 4° periodo di regolazione, in spirito propositivo, come già fatto nelle precedenti consultazioni, ritenendo la regolazione della qualità molto importante per un efficiente funzionamento del sistema, oltre che a tutela dei clienti finali.

La regolazione della qualità del servizio per il 4° periodo, come si è già avuto modo di rilevare in occasione delle precedenti consultazioni effettuate con il DCO 341/2012/R/gas (riguardante le tariffe ed in parte anche la qualità del servizio) e il DCO 501/2012/R/gas, risulta oltretutto particolarmente importante perché riguarda un periodo temporale 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, assicurando comunque meccanismi di stabilità e continuità, indispensabili per una transizione ordinata ai nuovi affidamenti per ambito e per rendere possibile, oltre ad ingenti investimenti, anche l’attuazione di complessi piani di gestione che dovranno essere affrontati dalle imprese, per la notevole attività di scambio di concessioni che si genererà, con sensibili variazioni anche del perimetro del personale addetto.

Si ribadisce quindi l'importanza di un approccio che, nel delineare la regolazione del nuovo periodo, tenga presente la futura prospettiva delle gestioni del servizio per ambito, tenendo tuttavia altresì conto, alla luce delle complesse modalità con cui questa si attuerà progressivamente nei prossimi anni in un arco temporale sensibilmente ampio, della necessità di garantire anche meccanismi di stabilità e continuità rispetto alla regolazione precedente.

Se un simile approccio sembra essere stato adottato in merito a taluni aspetti della regolazione del nuovo periodo, non altrettanto sembra essere prefigurato per altri aspetti, per i quali sembra

intenzione dell'Autorità introdurre cambiamenti “*in itinere*” rispetto a meccanismi di regolazione adottati in precedenza per una durata che non risulta ancora giunta a compimento (ad esempio per la rideterminazione dei livelli di partenza delle dispersioni nell'ambito dei meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza, che dovevano riguardare un periodo di almeno 12 anni a partire dal 2009).

Si condivide d'altra parte, proprio alla luce della complessa fase di transizione che sta vivendo il settore della distribuzione gas con nuovi affidamenti per ambito territoriale, l'adozione di 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.

Non si vedono delineati, invece, interventi volti alla semplificazione e razionalizzazione 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, verso cui era sembrato fosse orientata l'Autorità nelle consultazioni precedenti.

Non si ritiene inoltre opportuno, per evitare possibili e non giustificate sovrapposizioni di regole, introdurre aspetti della regolazione che si accavallino alla normativa tecnica di riferimento, la cui definizione dovrebbe essere demandata agli organismi competenti (es.: UNI, CIG, APCE, ecc.).

Osservazioni di dettaglio in merito alle diverse tematiche sono formulate nelle risposte agli spunti per la consultazione, che tuttavia il DCO presenta solo per alcuni aspetti trattati nei paragrafi da 7 a 12 del DCO.

Ulteriori considerazioni su altri aspetti trattati dal documento di consultazione ma non oggetto di particolari spunti di consultazione sono riportate nel capitolo *Osservazioni specifiche*, all'interno del quale, in riferimento agli orientamenti finali presentati dall'Autorità, si sono richiamate e meglio circostanziate alcune considerazioni già espresse in risposta al precedente documento per la consultazione DCO 501/2012/R/gas.

Di seguito si riportano quindi le *Osservazioni specifiche* sugli aspetti non oggetto di specifici quesiti di consultazione oltre alle risposte agli spunti per consultazione proposti.

OSSERVAZIONI SPECIFICHE

Parte I – Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione

Incentivazione investimenti

Pur comprendendo l'esigenza dell'Autorità di istituire un legame tra il riconoscimento del maggior ricavo e la *performance* del sistema distributivo in termini di sicurezza del servizio, si osserva che in generale non sembra che la formulazione proposta dei nuovi fattori incentivanti correlati alla sostituzione delle condotte in ghisa grigia ed all'ammodernamento degli impianti di odorizzazione

presso le cabine REMI garantisca, in caso di comportamento virtuoso delle imprese, l'equiparabilità dei due regimi.

In merito all'introduzione degli incentivi per il risanamento o la sostituzione delle condotte in ghisa grigia (rif. punto 3.13) non si esprimono particolari osservazioni, stante anche l'ormai loro ridottissima incidenza sulle reti gestite, ma non sembra in ogni caso chiaro in che modo il fattore incentivante verrà introdotto nella formula per il calcolo degli incentivi, e quindi non si riesce a valutarne compiutamente gli effetti.

Il metodo proposto, potrebbe inoltre vanificare gli sforzi fatti per la sostituzione della ghisa, poiché il risultato derivante dall'introduzione del coefficiente nella formula per il calcolo dell'incentivo, potrebbe essere condizionato da un eventuale peggioramento delle dispersioni in altra parte d'impianto e pertanto il meccanismo risulterebbe in contrapposizione con lo scopo originario finalizzato all'incentivazione della sostituzione delle tratte in ghisa.

Per quanto riguarda invece l'incentivo per l'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI (rif. punti 3.14÷3.16) non si condivide l'approccio proposto con il fattore ϵ_{od} che può anche comportare una decurtazione dei premi (secondo quanto prefigurato al punto 3.15). Ciò, in particolare, in quanto non corrisponde al vero che l'odorizzazione effettuata con metodologia tradizionale a lambimento non possa essere effettuata efficacemente.

Pertanto, si ritiene che il valore del coefficiente ϵ_{od} debba essere compreso e modulato tra 1 e un valore maggiore di 1.

Si fa inoltre rilevare che a seguito della scadenza avvenuta a fine 2012 di numerose concessioni di distribuzione gas gli investimenti potrebbero non essere autorizzati dagli enti concedenti, penalizzando così le imprese di distribuzione.

In merito a quanto previsto al punto 3.17 del DCO circa l'aggiornamento del dato di partenza al 2013 e del dato corrente in caso di variazione a seguito di acquisizione o cessazione di impianti, si rileva peraltro che per effetto della dinamica delle gare d'ambito potrebbero presentarsi situazioni di notevole penalizzazione di talune imprese (che cedono impianti con un elevato tasso di impianti di odorizzazione ammodernati a fronte dell'acquisizione di altri con tassi di ammodernamento molto inferiori), a fronte delle quali dovrebbero essere introdotte opportune condizioni di deroga o di azzeramento della penalizzazione.

Analogamente a quanto già espresso sopra, sarebbe parimenti necessario chiarire meglio in che modo il fattore incentivante sull'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI verrà introdotto nella formula per il calcolo degli incentivi.

Perimetro ottimale per la regolazione premi - penalità

Si concorda con l'orientamento relativo all'adozione dell'impianto di distribuzione quale perimetro per la regolazione premi – penalità.

L'impianto infatti rappresenta la soluzione preferibile, la cui adozione risulta anche di fatto indipendente dall'avvio delle gestioni del servizio per ambito territoriale.

Si ritiene 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 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 peraltro coerente con il perimetro di riferimento per la valutazione degli obblighi di sicurezza del servizio.

Circa la proposta (rif. punto 4.9), per gli impianti di ridottissime dimensioni (orientativamente con meno di 100 clienti finali serviti) di accorparli, ai fini della regolazione della qualità, agli impianti confinanti territorialmente eserciti dalla medesima impresa, anche se non fisicamente interconnessi, ma appartenenti al medesimo Comune, si ricorda quanto meno la necessità di distinguere tra impianti con distribuzione del medesimo tipo di gas (non accorpendo, quindi, impianti con distribuzione di GPL, ad impianti con distribuzione di gas naturale).

Regolazione premi – penalità: componente odorizzante

Si comprendono le motivazioni alla base dell'orientamento volto ad un innalzamento della soglia minima del numero minimo di misure obbligatorie del grado di odorizzazione (NOD_{min}) (rif. punto 5.1, lett. b).

In merito all'orientamento espresso nel DCO circa la modifica della formula per il calcolo dei premi relativi all'incentivazione dell'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione rispetto all'obbligo minimo fissato e alla proposta di semplificazione della formula che porta a riconoscere premi di pari entità indipendentemente dalla dimensione dell'impianto di distribuzione, non si formulano particolari osservazioni.

Si fa notare però che, nel caso di impianti con estensione della rete molto ridotta (ad esempio con solo alcune centinaia di metri, come può avvenire per 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 questo proposito si ricorda che le attuali previsioni della RQDG per le misure del grado di odorizzazione (art. 8, comma 8.2, lettera c), prescrivono di non effettuare più di 2 misure su uno stesso punto.

L'introduzione della nuova formula dovrebbe pertanto tener conto delle particolari realtà sopra ricordate, prevedendo un'opportuna norma di raccordo con quanto attualmente previsto all'art. 8, comma 8.2 della RQDG.

Regolazione premi – penalità: componente dispersioni

Enel Rete Gas condivide l'orizzonte temporale di lungo termine (rif. punto 6.4) per il raggiungimento del livello obiettivo di 7.5 dispersioni convenzionali localizzate su segnalazione di terzi per migliaio di clienti finali fissato a 7 anni.

Non si concorda, invece, con la proposta di procedere al ricalcolo dei livelli di partenza e quindi di quelli tendenziali in quanto le aziende distributrici stanno realizzando piani di intervento in funzione dell'andamento calcolato con i DT_{conv} originari in riferimento al calcolo del numero dei clienti finali basato sulla media ponderata biennale del livello dell'anno di riferimento e del livello dell'anno precedente quello di riferimento. L'introduzione di nuovi livelli di partenza relativi ai livelli effettivi registrati nel biennio antecedente l'inizio del 4° periodo di regolazione rappresenta un cambiamento "*in itinere*" rispetto ai piani di intervento già impostati dalle imprese (talora anche sulla base di impegni già assunti con le Amministrazioni comunali, ad esempio in termini di rinnovamento della rete).

Il ricalcolo rischia di non consentire il riconoscimento degli sforzi messi in campo dalle imprese di distribuzione che, nell'ottica di raggiungere quanto prima l'obiettivo fissato in 12 anni, hanno cercato di anticiparne il conseguimento (posizionando gli attuali livelli effettivi al di sotto dei livelli tendenziali previsti in origine e che con la proposta dell'Autorità diventerebbero i nuovi livelli di partenza). Tale mancato riconoscimento comporta inevitabili riflessi economici per gli anni residui su piani pluriennali in parte già attuati.

Si ritiene pertanto che l'Autorità debba rivedere l'orientamento finale mantenendo i preesistenti livelli di partenza.

Al riguardo si rileva anche che il cambiamento proposto dall'Autorità risulterebbe in contrasto con la logica di "processo di lungo periodo" adottata dalla stessa Autorità sin dalla delibera 243/05 (cfr. punto 4, a pag. 6, della relativa Relazione tecnica, ove si caratterizza il sistema incentivante come da applicare per un periodo pari a tre periodi di regolazione, quindi almeno fino al 2016, considerando quella che era allora prevista come durata del prossimo periodo regolatorio), poi confermata dalla delibera ARG/gas 120/08 (cfr. relativa Relazione AIR, ove al punto 4.1.3, a pag. 24, viene illustrata la conferma del meccanismo incentivante per "un periodo di almeno 12 anni a partire dal 2009"). Le imprese, conseguentemente, hanno definito piani operativi coerenti con l'orizzonte temporale del meccanismo a suo tempo introdotto, tali da ottimizzare il raggiungimento degli obiettivi fissati in partenza ed in relazione ai quali non pare corretto un cambiamento *in itinere*.

Si riterrebbe invece comprensibile prevedere che il nuovo calcolo dei livelli di partenza relativi ai livelli effettivi registrati in precedenza venga effettuato laddove, per effetto di nuovi affidamenti a seguito di gara si configuri l'avvio di nuove gestioni.

In merito infine alla proposta di registrare una segnalazione di dispersione di un dipendente dell'impresa distributrice come segnalazione di terzi (rif. punto 6.3) si ritiene che sia opportuno riconsiderare tale approccio e non far confluire nel novero delle segnalazioni di terzi quelle effettuate dal personale del distributore o delle imprese operanti per conto dello stesso nel corso dello svolgimento delle attività di sorveglianza dell'impianti di distribuzione gas..

Se quanto evidenziato dall'Autorità è comprensibile, in linea generale, 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, come già evidenziato dalla stessa Autorità in occasione delle precedenti consultazioni rilevando anche il *trend* crescente del rapporto tra le dispersioni aeree e quelle interrante, 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.

Simili attività sarebbero infatti sono del tutto complementari alle attività di ispezione programmata delle condotte della rete gas, contribuendo in maniera determinante al conseguimento della sicurezza complessiva del servizio.

Fattori incentivanti il telecontrollo

Relativamente ai fattori incentivanti il telecontrollo si ritiene ragionevole l'intendimento di aumentare l'indicatore di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale I_p al fine di aumentare il grado di sicurezza incentivando le imprese distributrici ad installare un numero crescente di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione. Si evidenzia però che i benefici riguardanti la sicurezza si raggiungerebbero comunque anche con l'installazione di un numero minore di sistemi di telecontrollo, purché installati in zone significative della rete di distribuzione, rispetto a quelle proposte dall'autorità al punto 6.19 b), ove si prevede un fattore incentivante massimizzante, a condizione che l'indicatore I_p sia superiore a 0,50 per il biennio 2014-2015 e a 0,80 per il biennio 2016-2017. L'installazione di un così elevato numero di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione porterebbe ad un aumento ingiustificato del valore degli investimenti, concentrati tra l'altro in un arco temporale ridotto, con conseguente notevole impatto sui piani di budget delle aziende.

Inoltre, a fronte di una presenza elevata di tali sistemi assisteremmo ad un inevitabile incremento anche dei relativi costi operativi, dei quali dovrà essere previsto il relativo riconoscimento.

Enel Rete Gas ritiene, sulla base della propria esperienza, che scelte progettuali effettuate in modo opportuno e con oculatezza consentano un efficace sistema di telecontrollo degli impianti e del loro stato di funzionamento mediante la sorveglianza di un numero di punti (GR o terminali) contenuto in circa il 10-15% dei gruppi di riduzione esistenti. Ciò ovviamente con conseguenti, sensibili risparmi a livello di sistema.

Pertanto si propone di rivedere le soglie rimodulando il parametro I_p a valori più contenuti, coerenti con tassi di applicazione del telecontrollo dell'ordine di quelli sopra indicati.

Meccanismi di contenimento del rischio

Non si rilevano particolari controindicazioni circa l'orientamento finale prospettato per quanto riguarda l'impatto sui meccanismi incentivanti degli incidenti gas di responsabilità del distributore.

Si ritiene condivisibile, infatti, che l'impatto degli incidenti gas di responsabilità del distributore preveda un fattore di decurtazione dei premi modulato in funzione delle dimensioni dell'impianto tramite l'adozione della dimensione su base nazionale per impresa del valore DIM_{max_imp} nella formula di decurtazione dei premi, ritenendo che tale proposta risponda in maniera più adeguata ai criteri di contenimento del rischio relativamente all'impatto degli incidenti da gas per responsabilità del distributore dato che modula la decurtazione del premio, al crescere della dimensione dell'impianto.

Come evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione Q.1, il valore DIM_{max_imp} dovrebbe tuttavia essere riferito all'impianto di maggiori dimensioni, su base nazionale, del singolo distributore.

Effetto del mancato rispetto di uno degli obblighi di sicurezza del servizio

In relazione a quanto espresso al punto 8 del DCO, con introduzione dell'annullamento dei premi per il mancato rispetto dell'obbligo di servizio di cui all'articolo 25 della RQDG e tenuto conto che alcuni obblighi di servizio, sono riferiti a caratteristiche dell'intera azienda (ad esempio la registrazione garantita delle chiamate telefoniche - delibera 120/08 art.25, comma 25.1, lettera g), a differenza di altri che sono invece riconducibili al singolo impianto (ad esempio sospensione della fornitura – delibera 120/08 art. 25, comma 25.1, lettera f) si ritiene che, in caso di mancato rispetto di questi ultimi, l'annullamento dei premi debba essere limitato al solo impianto interessato.

Obblighi di servizio relativi alla sicurezza

Non si condivide l'orientamento delineato al punto 9.7 del DCO, che prevede la pubblicazione del piano di ispezione programmata della rete con orizzonte almeno mensile almeno dieci giorni prima dell'inizio del mese in questione e con la possibilità di convalida ex-post entro il ventesimo giorno del mese successivo a quello in questione a seguito di varianti o modificazioni intercorse in sede di

esecuzione del piano. Infatti la pianificazione di tali attività è fortemente soggetta a variazioni non prevedibili (atmosferiche, gestione appalti, viabilità, interferenze con lavori con altri sottoservizi, ecc) e ciò comporterebbe la necessità di frequentissimi aggiornamenti del piano pubblicato, con un aggravio del carico di attività da parte della strutture organizzative dell'impresa di distribuzione.

Per gli obblighi di ispezione della rete (rif. punti 9.1÷9.7) e di protezione catodica delle reti in acciaio (rif. punti 9.9÷9.15) si rimanda rispettivamente ai corrispondenti spunti per la consultazione Q.2 e Q.4.

Servizio di pronto intervento

Come già rilevato nella risposta al precedente documento di consultazione 501/2012/R/gas, si evidenzia nuovamente che l'attuale obbligo di servizio del pronto intervento rappresenta già un indicatore congruo a registrare un adeguato livello di sicurezza del servizio.

Si ritiene inoltre che l'innalzamento della soglia limite dell'obbligo di servizio comporterebbe notevoli costi aggiuntivi per il sistema gas, derivanti dalla necessità di rivedere l'organizzazione e la gestione delle squadre di pronto intervento, a fronte di un marginale miglioramento di un servizio già molto performante. Occorrerebbe quindi compiere un'analisi costi-benefici ed interrogarsi se i costi derivanti dall'innalzamento dell'obbligo di servizio non vadano ad occupare risorse, come noto non illimitate, che diversamente potrebbero essere impiegate in modo più efficiente su altri aspetti relativi alla sicurezza.

Stante l'attuale regolamentazione infatti, l'innalzamento dell'obbligo di servizio avrebbe ripercussioni economiche di altro ordine di grandezza rispetto a quelle derivanti dal mancato raggiungimento dello standard generale (95% di chiamate con arrivo entro 60 minuti), sia pur elevato secondo quanto più oltre proposto.

Non si condivide pertanto l'orientamento dell'Autorità di elevare 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 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 relative ad impianti caratterizzati da un numero ridotto o ridottissimo 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 differenziate 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 situazioni di cui sopra.

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).

Rispetto alla proposta dell'Autorità di elevare la percentuale minima di chiamate telefoniche per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti corrispondente all'obbligo di servizio dal 90% al 95% lasciando invariata la franchigia pari ad una telefonata, oltre a quanto sopra proposto riguardo la franchigia, potrebbe essere elevato a percentuali del 96÷97% l'attuale livello generale rimodulando eventualmente anche l'importo della penalità. In questo modo le aziende sarebbero comunque indotte a mantenere elevati standard per non incorrere al pagamento delle penalità (eventualmente di importo rimodulato) per mancato rispetto del nuovo, più sfidante livello generale.

In alternativa, si ritiene che una rimodulazione al rialzo dell'obbligo di servizio (rispetto dell'obbligo per il 95% delle chiamate per pronto intervento) richieda un ripensamento del perimetro di applicazione dell'obbligo medesimo, che dovrebbe essere esteso e misurato a livello di impresa distributrice o – quanto meno – di ambito provinciale d'impresa e non più rispetto al singolo impianto. Ciò non solo per le motivazioni sopra evidenziate, ma anche e soprattutto considerando che l'organizzazione del servizio di pronto intervento risulta in pratica adottata non in riferimento al singolo impianto ma alla totalità degli impianti gestiti (es. unico centro di segnalazione guasti per tutti gli impianti facenti capo ad un unico distributore).

Come ulteriore alternativa all'innalzamento dell'obbligo di servizio per singolo impianto, potrebbero infine essere valutate modalità di riduzione dei premi in caso di mancato rispetto della percentuale corrispondente al livello generale del 95%, lasciando invece invariato (al 90%) l'obbligo di servizio.

In merito alle chiamate di pronto intervento non correlabili ad effettive dispersioni di gas riconducibili alla reti di distribuzione del gas (rif. punto 10.6, lett. b), si condivide la proposta presentata nel DCO di prevedere una registrazione semplificata degli interventi collegati alla prima chiamata per pronto intervento poi rivelatasi non correlabile ad effettive dispersioni di gas.

Per l'indicazione del numero di pronto intervento sul misuratore gas (rif. punto 10.8) si rimanda invece al corrispondente spunto per la consultazione Q.5.

Monitoraggio della pressione di esercizio per le reti BP

In relazione all'orientamento di avviare il monitoraggio della pressione per le reti esercite in bassa pressione, tramite l'introduzione di uno o più indicatori in grado di fornire informazioni utili circa il

livello minimo di pressione raggiunto in uno o più punti della rete, si condivide l'istituzione di un tavolo tecnico *ad hoc* coordinato dal CIG con avvio lavori al 2014 come previsto al punto 12, comma 4, purché nel perimetro dell'attività del suddetto tavolo, ricada anche la responsabilità sulla definizione dei criteri di monitoraggio, delle metodologie tecniche esecutive e sull'individuazione dei relativi indicatori.

Pertanto, stante la ridotta casistica dei casi di necessità di ripristino della pressione di fornitura (cfr. punto 14.21), il monitoraggio potrebbe essere previsto solo sulle reti per le quali si sono verificati casi di richiesta di verifica della pressione di fornitura con successiva necessità di ripristino della stessa.

Incidenti da gas

Si ritengono del tutto condivisibili le osservazioni formulate dal CIG (punto 12.11) in merito alla necessità di rivedere le soglie minime di 1.000 € (per danni alle cose) e 24 ore (prognosi medica) per renderle più coerenti con gli accadimenti che interessano le reti di distribuzione.

Una possibile revisione potrebbe prevedere una soglia di 5.000 € in luogo degli attuali 1.000 € e 7 giorni per la prognosi medica.

Periodo di subentro

Si comprendono, in linea generale, le motivazioni addotte alla base della prefigurata rimozione del periodo di subentro ma si ritiene che sarebbe necessario, oltre a chiarire opportunamente gli obblighi ricadenti su distributore uscente e distributore subentrante (ragionevolmente pro quota per il periodo di anno gestito), regolare adeguatamente e nel dettaglio gli obblighi di comunicazione e trasferimento dati da parte dell'impresa uscente nei confronti di quella subentrante. 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, senza considerare le possibili inefficienze anche in materia di qualità commerciale derivanti da ritardi o incompletezze nel trasferimento dei dati relativi alle anagrafiche dei punti di riconsegna.

Il passaggio di consegna dei dati tra gestore uscente ed entrante risulta di fondamentale importanza in particolare 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.).

Continuità del servizio

Non si concorda con l'orientamento di introdurre una causa di secondo livello (rif. punto 13.4) mirata a monitorare interruzioni della fornitura di gas conseguenti a irregolarità dei valori di pressione di fornitura all'utenza, in quanto:

- non si comprende la casistica illustrata in riferimento agli stabilizzatori di pressione in quanto – come noto – non dotati di dispositivi 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 ma anche dovuti a problematiche e/o anomalie sull'impianto del cliente finale o a difetti delle apparecchiature di utilizzazione installate;
- eventuali anomalie della rete che comportassero l'intervento dei riduttori riguarderebbero non un singolo riduttore ma tutti i riduttori del tratto di rete interessato (tale anomalia risulta già monitorata mediante la registrazione degli eventi di "interruzione del servizio" all'interno della quale potrebbe essere prevista una specifica causale).

Si evidenzia, inoltre, che l'introduzione di nuove registrazioni determina un inevitabile appesantimento gestionale per gli operatori, con i relativi costi¹, e risulta anche in contrasto con gli obiettivi generali di semplificazione della regolazione stabiliti dall'Autorità.

Si ritiene invece condivisibile la proposta di effettuare la comunicazione annuale dei dati di continuità del servizio per impresa di distribuzione invece che per impianto di distribuzione.

Parte II – Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

In merito alla regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione gas, pur comprendendo l'orientamento espresso dall'Autorità di allineare la regolazione del settore gas a quella del settore elettrico per favorire l'uniformità nei confronti del cliente finale, si evidenzia la necessità di tenere in dovuta considerazione le differenze e peculiarità del settore gas rispetto a quello elettrico.

Aggiornamento degli standard di qualità commerciale (rif. punti 14.1÷14.7)

In merito ai nuovi valori degli standard specifici proposti nel DCO, si rileva che:

- l'abbassamento dello standard del tempo di attivazione della fornitura a 10 giorni lavorativi per i gruppi di misura di classe da G40 in su interessa prevalentemente clienti finali non di tipo domestico e quindi non risponde ad esigenze rappresentate dalle associazioni dei consumatori;
- l'abbassamento dello standard del tempo di preventivazione di lavori complessi a 30 giorni non tiene conto degli effettivi tempi necessari per il disbrigo delle richieste da parte delle imprese distributrici (tenuto anche conto del fatto che si tratta in genere di lavori di entità economicamente rilevante e che il preventivo, una volta emesso, è vincolante per l'impresa di distribuzione) e sembra piuttosto frutto più di un compromesso con le aspettative dei consumatori, che di un approfondimento sulle attività necessarie per l'emissione dei preventivi complessi.

¹ A tal proposito si ricorda che l'attuale regolazione non prevede la registrazione del codice dei pdr coinvolti in ogni interruzione (come indicato al 13.12 del DCO); pertanto l'introduzione di un simile obbligo di registrazione comporterebbe sensibili costi in termini di modifica dei sistemi delle imprese.

Disciplina delle risposte motivate ai reclami e alle richieste di informazioni

In relazione all'orientamento previsto per la disciplina delle risposte motivate ai reclami e alle richieste di informazioni, si ritengono accettabili e ragionevoli i nuovi valori degli standard generali proposti per le risposte ai reclami e richiesta di informazioni scritti e al contenuto della risposta motivata, ad eccezione dell'innalzamento del livello di riferimento dello standard generale 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

Non si formulano particolari ulteriori osservazioni al riguardo, ma si evidenzia che risulta molto poco chiaro quanto indicato al punto 14.9, lett. c), ove si prevede di inserire nella risposta motivata alla richiesta di informazioni o reclamo la "valutazione documentata" rispetto alla fondatezza o meno della lamentela presentata nel reclamo.

Tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità

Come già evidenziato in risposta al DCO 501/2012/R/gas, si segnala ancora una volta che per la prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, le imprese di distribuzione si vengono a trovare nella situazione di dover potenzialmente erogare indennizzi automatici per ritardata esecuzione delle prestazioni, anche per cause indipendenti dalla propria volontà.

In particolare, infatti, per le richieste acquisite di venerdì, la società di vendita ha tempo fino a tutto il giorno lavorativo successivo (lunedì) per fissare l'appuntamento e nel caso in cui lo stesso venditore impieghi l'intero tempo a sua disposizione, l'appuntamento verrà assegnato al più presto il martedì della settimana successiva, ovvero già oltre il termine dei 2 giorni feriali, generando automaticamente un fuori standard per il distributore. La stessa problematica si pone per le richieste ricevute il giovedì nel caso in cui il distributore non abbia potuto organizzare l'attività lavorando anche il sabato (giorno feriale).

Pur apprezzando pertanto l'intento della proposta presentata nel DCO per la soluzione delle criticità relative al tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, si ritiene che essa non sia ancora risolutiva della problematica evidenziata nel suo complesso.

Mentre infatti per le richieste di prestazioni ricevute di venerdì dopo le ore 14.00, considerate ricevute il giorno lavorativo successivo², ovvero di lunedì, non vi sarebbero più problemi e per quelle ricevute di venerdì prima delle ore 14.00 l'appuntamento fissato contestualmente dalla società di vendita con il cliente finale non eroderebbe più il tempo a disposizione dell'impresa di distribuzione per l'effettuazione della prestazione. Per le richieste pervenute di giovedì permanerebbero invece interamente le attuali problematiche.

² Al riguardo, peraltro, ciò andrebbe anche opportunamente precisato, visto che nel DCO si indica genericamente "pervenute nel giorno successivo" senza precisare che si tratta di giorno lavorativo.

In caso di richieste pervenute di giovedì, infatti, la società di vendita avrebbe tempo fino a tutto il giorno lavorativo successivo (venerdì) per fissare l'appuntamento che, nel caso in cui il distributore non abbia potuto organizzare l'attività lavorando anche il sabato, verrebbe ad essere fissato al più presto il lunedì della settimana successiva, ovvero già oltre il termine dei 2 giorni feriali, generando automaticamente un fuori standard per il distributore.

Pur apprezzando pertanto l'intento della proposta presentata nel DCO per la soluzione delle criticità relative al tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, si ritiene comunque che essa sia ancora solo parzialmente risolutiva della problematica evidenziata.

Al fine di risolverla interamente, sarebbe peraltro sufficiente prevedere, anche per la giornata di giovedì, l'obbligo da parte del venditore di fissazione dell'appuntamento con il cliente finale contestualmente alla richiesta di prestazione, come prospettato per le richieste di prestazione ricevute il venerdì (punto 14.10). In pratica, per le sole richieste di riattivazione inoltrate di giovedì e venerdì il venditore non avrebbe a disposizione il giorno lavorativo per la fissazione dell'appuntamento, che dovrebbe invece essere fissato contestualmente.

In alternativa, come già suggerito precedentemente, per tale specifica prestazione il computo dei tempi di esecuzione dovrebbe decorrere dalla data di fissazione dell'appuntamento da parte della società di vendita e non già dalla richiesta di prestazione inoltrata all'impresa di distribuzione.

Simili soluzioni³ parrebbero contemperare adeguatamente le esigenze di distributori e venditori, tenuto conto che in generale, per tutte le prestazioni di qualità commerciale in cui l'appuntamento è a carico dell'utente della distribuzione, il giorno lavorativo a disposizione di quest'ultimo per definire l'appuntamento, introdotto con la deliberazione ARG/com 147/10 senza un adeguato raccordo con i tempi stabiliti per l'esecuzione della prestazione da parte dell'impresa di distribuzione, ha generato un'ingiustificata erosione del tempo a disposizione dell'impresa di distribuzione stessa. Tale erosione, come evidenziato, risulta particolarmente critica per la prestazione di riattivazione dopo sospensione per morosità, tenuto conto del fatto che l'utente della distribuzione:

- ha comunque 2 giorni lavorativi a sua disposizione per inoltrare la richiesta di prestazione dal momento del ricevimento della richiesta da parte del cliente finale;
- ha di fatto 3 giorni lavorativi a disposizione per la gestione amministrativa della pratica, mentre l'impresa di distribuzione ha soltanto 2 giorni feriali per la gestione operativa dell'intervento, uno dei quali "consumato" dal giorno lavorativo per la fissazione dell'appuntamento da parte del venditore.

Le soluzioni proposte consentirebbero di riequilibrare le condizioni operative in cui si sono quindi trovate ad operare le imprese di distribuzione dopo la deliberazione ARG/com 147/10.

³ O quella proposta dall'Autorità con fissazione contestuale dell'appuntamento da parte della società di vendita per le richieste inoltrate di venerdì estesa anche alle richieste inoltrate di giovedì, o quella di far decorrere, per la specifica prestazione, il computo dei tempi di esecuzione dalla data di fissazione dell'appuntamento da parte della società di vendita.

Un'ulteriore soluzione alternativa, ancora più semplice, sarebbe quella di uniformare l'unità di misura del tempo dei riattivazione dopo sospensione per morosità, allineandola a quella utilizzata per le altre prestazioni, ovvero il giorno lavorativo.

Ciò anche al fine di semplificare le unità di misura del tempo previste dalla regolazione nei processi relativi alla morosità (ad oggi ben tre unità di misura differenti - giorni feriali, giorni lavorativi e giorni utili).

Nuovo standard specifico su ripristino della pressione di fornitura

Per quanto riguarda l'orientamento di introdurre uno standard specifico (rif. punto 14.19) in tema di ripristino della pressione di fornitura, si evidenzia che lo standard proposto (1 giorno solare) può considerarsi congruo solo a quelle situazioni che prevedono interventi di manutenzione su stabilizzatore e/o riduttore di pressione, escludendo tutti gli altri casi per i quali i tempi possono essere sensibilmente maggiori e comunque non standardizzabili.

Attivazione e disattivazione della fornitura con esecuzione ritardata

Si ritiene che la facoltà per il cliente di richiedere l'esecuzione "ritardata", cioè a partire da una determinata data, dell'attivazione o della disattivazione della fornitura, sia già garantita dalla disciplina degli appuntamenti posticipati di cui all'art. 45 della RQDG. L'introduzione di una diversa tipologia di esecuzione della prestazione comporterebbe una ulteriore complicazione gestionale (peraltro con i relativi costi di adeguamento di sistemi e procedure), che sembra in contrasto con l'obiettivo di semplificazione della regolazione assunto dall'Autorità.

La coesistenza di due distinte discipline per prestazioni "posticipate" e prestazioni "ritardate" potrebbe inoltre creare confusione nei clienti finali.

Sull'orientamento di introdurre la possibilità di richiedere una prestazione di attivazione o disattivazione della fornitura con esecuzione ritardata, si rammenta comunque la necessità che essa sia allineata alla disposizione prevista per la disciplina degli appuntamenti posticipati, per cui l'impresa distributrice non è tenuta a corrispondere l'indennizzo automatico qualora il richiedente richieda che l'appuntamento posticipato sia fissato in data successiva di oltre sessanta giorni solari rispetto alla data di richiesta della prestazione precedente nel caso di mancato rispetto della fascia di puntualità (art. 51.3 della RQDG).

Applicabilità al settore gas del preventivo rapido

In merito all'orientamento prospettato sull'applicazione del preventivo rapido per le prestazioni di attivazione, disattivazione e riattivazione della fornitura senza modifica di potenzialità e la diminuzione di potenzialità, si ritiene indispensabile rammentare che i suddetti corrispettivi sono normalmente fissati nei titoli concessori di affidamento e 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 le suddette prestazioni, solo quando i corrispettivi saranno quanto meno uniformati a livello nazionale, per tutte le imprese.

Per le prestazioni indicate al 14.29 del DCO, tranne che per la diminuzione di potenzialità, si osserva che esse sono già previste nei prezziari che ogni distributore pubblica sul proprio sito, che di fatto possono essere già considerati “preventivi rapidi”, rispecchianti le convenzioni di concessione in essere con gli enti concedenti o il prezzo reso pubblico secondo quanto previsto anche dal Codice di Rete tipo per la Distribuzione del Gas Naturale di cui alla deliberazione 108/06 (infatti le prestazioni di attivazione A01 e disattivazione D01, peraltro con standard di comunicazione già normati, vengono eseguite dal distributore quando richieste dal venditore senza emissione del preventivo). Altrettanto non si può dire per la “diminuzione di potenzialità” (che comunque non risulta così frequente come nel settore elettrico, anche in ragione di una differente struttura tariffaria) in quanto i calibri contatori standard sono circa 20 e bisognerebbe quindi prevedere tutte le varie casistiche di riduzione, senza considerare che la sostituzione con un contatore di calibro inferiore prevede quasi sempre anche adeguamenti impiantistici.

Preventivazione di lavori

Non è chiaro quanto indicato al punto 14.32, lett. a) in quanto, le modalità di manifestazione di accettazione del preventivo sono già normate all'art. 1 *Definizioni* del TUDG.

Per il punto 14.32, lett. b), si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità, ma sarebbe opportuno specificare che l'accettazione del preventivo pur prolungandone la validità fino all'esecuzione della prestazione ponga un limite temporale non superiore ad un anno solare.

Verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale

In merito all'orientamento finale che prevede la trasformazione da generale a specifico dello standard sul tempo massimo di messa a disposizione del venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, prevedendolo a 15 giorni lavorativi, si comprendono in linea generale le motivazioni alla base dell'orientamento delineato, ma si evidenzia che sarebbe necessario, almeno in una fase iniziale di applicazione del nuovo standard specifico e anche alla luce dei tempi medi rilevati, adottare una tempistica un po' più alta di quella proposta (almeno intorno a 20 giorni lavorativi) e non applicare, quanto meno per un primo periodo, l'indennizzo previsto all'articolo 41, comma 13, della RQDG.

Richiamando quanto già evidenziato in risposta al DCO 202/2013/R/gas, si ritiene infatti che il tempo massimo da adottare per lo standard dovrebbe tener adeguatamente conto del fatto che buona parte delle verifiche vengono eseguite in laboratorio specializzato e richiedono quindi non trascurabili tempi per l'invio del gruppo di misura al laboratorio stesso (anche a ciò potrebbero essere riconducibili, almeno in parte, tempi medi per l'effettuazione della verifica superiori allo standard previsto). La definizione, almeno iniziale, del nuovo standard dovrebbe quindi tener conto

di quanto sopra per evitare che buona parte del tempo a disposizione per l'esecuzione della prestazione venga eroso dai tempi di spedizione del misuratore in laboratorio.

In merito al contributo a carico del cliente finale in caso di errori nella misura non superiori ai valori ammissibili fissati dalla normativa vigente, dovrebbero essere precisate le due condizioni di relativa applicabilità attualmente stabilite dall'art. 41, comma 41.7, della RQDG (verifica effettuata presso il cliente finale di un gruppo di misura fino alla classe G 6 compresa oppure presso un laboratorio qualificato per scelta dell'impresa distributrice e richiesta di verifica del gruppo di misura pervenuta da più di cinque anni solari da una precedente verifica del gruppo di misura relativa allo stesso punto di riconsegna).

Per quanto riguarda le proposte relative allo standard sul tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura, si considera ragionevole la trasformazione di tale standard da generale a specifico. Si ritiene tuttavia che la proposta contenuta nel DCO di fissare il nuovo standard specifico in 5 giorni lavorativi per l'esecuzione della prestazione non sia adeguata. La proposta, come indicato nel DCO, nasce dalla rilevazione di un tempo medio di sostituzione per l'attuale standard generale di poco superiore ai 2 giorni lavorativi. Occorre infatti al riguardo considerare che tale valore medio è influenzato dal dato relativo ai distributori che provvedono alla sostituzione del gruppo di misura *“entro e non oltre la data di invio del resoconto della verifica al venditore”* (come indicato dalla RQDG all'art. 41, comma 41.5 lettera b).

In tal caso i distributori che adottano simili modalità operative registrano un tempo di sostituzione pari a zero (come indicato dalla RQDG), con il risultato che il tempo medio complessivo per l'esecuzione della prestazione valutato sulla globalità delle imprese di distribuzione (2 giorni lavorativi secondo le elaborazioni dell'Autorità) risulta chiaramente sottostimato rispetto all'attuale standard di 10 giorni, che dovrebbe essere mantenuto.

In merito a quanto previsto al punto 14.38, lettera a), circa l'obbligo di conservazione per almeno due mesi del contatore sostituito, andrebbe opportunamente chiarito che tale previsione non si applica in caso di sostituzione non derivante da decisione autonoma da parte dell'impresa distributrice, come nel caso della sostituzione dei contatori tradizionali con i nuovi contatori elettronici, per il quale, visti anche gli ampi tempi di preavviso stabiliti dalla deliberazione ARG/gas 155/08, la verifica del gruppo di misura, ove ritenuta necessaria, potrà essere richiesta per tempo dal cliente finale⁴ prima della sostituzione del contatore tradizionale con il nuovo contatore elettronico.

Un simile chiarimento potrebbe essere posto in atto con la richiesta armonizzazione dei disposti di cui all'art. 41, comma 10, della RQDG e dell'art. 12, commi 1 e 2, dell'Allegato A alla deliberazione

⁴ Il cliente finale risulta già adeguatamente informato circa la prevista sostituzione del misuratore e circa la possibilità di chiedere la verifica relativamente a quello che dovrà essere sostituito per effetto del combinato disposto di quanto previsto dall'art. 12 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 155/08 e dell'art. 41 della RQDG di cui alla deliberazione ARG/gas 120/08.

ARG/gas 155/08, evidenziata più oltre, al punto riguardante *Altri aspetti: obblighi di comunicazione ai clienti finali*.

In caso contrario la previsione di un simile obbligo anche per il piano di installazione dei nuovi misuratori elettronici costringerebbe le imprese di distribuzione a sostenere costi rilevanti per poter gestire la conservazione, in considerazione del numero elevato dei contatori interessati, con in particolare le seguenti problematiche:

- necessità di sigillare e imballare i contatori dopo la sostituzione, in previsione di un'eventuale spedizione al laboratorio per le prove, con conseguente maggiorazione del costo di sostituzione;
- necessità di reperire adeguati spazi protetti per il magazzinaggio e la custodia dei contatori;
- necessità di adottare modalità di gestione informatiche/automatizzate per la il pronto reperimento dei contatori tra quelli stoccati, in caso di richiesta di verifica.

In merito a quanto previsto dalla norma UNI 11003:2013 è opportuno precisare che questa consente la verifica del contatore presso il cliente finale ma non prevede che la verifica metrologica del misuratore venga effettuata di norma presso il cliente finale (ciò anche per ragioni legate alla ridotta incertezza richiesta al contatore di controllo, difficile da conseguire con il suo utilizzo in campo e ancor più restrittiva per la verifica di contatori marcati MID).

In riferimento a quanto indicato al punto 14.39 del DCO, andrebbe poi chiaramente precisato se per “normativa vigente” si intenda quella tecnica o quella metrologica. Nel caso si consideri quella metrologica l'Autorità dovrebbe anche chiarire a quali criteri si debba far riferimento per dichiarare conforme o meno il contatore verificato. Si ricorda, al riguardo, che l'errore massimo ammesso (MPE) per i contatori MID può essere:

- MPE = errore della norma di prodotto + 50%, se la verifica richiesta dal cliente finale viene considerata verifica casuale ai sensi del DM 75/12;
- MPE = il doppio dell'errore della norma di prodotto come da OIML R 137-1, se la verifica richiesta dal cliente finale viene considerata come verifica periodica ai sensi del DM 75/12;
- MPE = errore della norma di prodotto, se la verifica richiesta dal cliente finale non viene considerata ai sensi del DM 75/12.

Aggiornamento degli importi degli indennizzi automatici

In merito all'aggiornamento degli importi degli indennizzi automatici proposto, si rileva che l'entità dell'aggiornamento prefigurato (circa il 17%) risulta notevolmente superiore e non proporzionato a quello delineato nel corso delle consultazioni per il parametro che valorizza i premi e le penalità tra il 2 e il 5%).

Sistemi informativi e standard di comunicazione tra venditori e distributori

Si ritiene molto importante che l'Autorità tenga conto dei necessari tempi di adeguamento dei sistemi informativi ai fini dell'entrata in vigore delle nuove disposizioni riguardanti la qualità commerciale, tempi che alla luce delle modifiche prefigurate e ricordando che dovranno essere preventivamente adeguati anche i relativi standard di comunicazione (flussi e schemi XSD – XML) si possono stimare in almeno 6 mesi successivi all'aggiornamento di questi ultimi da parte dell'Autorità.

Altri orientamenti: prestazioni non evase in caso di switching

Si ritiene che prima dell'applicazione di quanto previsto al punto 14.44, lettera b) del documento di consultazione debbano essere adeguati gli standard di comunicazione tra venditori e distributori in materia di switching.

Altri orientamenti: possibilità per il cliente finale di rivolgersi direttamente all'impresa distributrice

In merito ai casi in cui il cliente finale può rivolgersi direttamente all'impresa distributrice (rif. punto 14.44 del DCO), si condividono in linea generale gli orientamenti dell'Autorità. Si ricorda peraltro che per quanto riguarda le richieste di spostamento di allacciamenti non attivi se effettuate da un richiedente diverso dal subentrante e le richieste di preventivo per lavori in assenza di contratto di fornitura il cliente finale già può rivolgersi direttamente all'impresa di distribuzione.

Altri orientamenti: comunicazione annuale dei dati di qualità commerciale

Si ritiene condivisibile la proposta di effettuare la comunicazione annuale dei dati di qualità commerciale su base regionale invece che su base provinciale.

Altri orientamenti: definizioni di subentro e di voltura

Nel settore gas attualmente non sono previste prestazioni di voltura e subentro così come definite alle lettere tt) e aaa) del comma 80.1 del TIQE.

La prestazione di voltura così come definita nel settore elettrico, ovvero *“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”*, potrebbe non risultare adeguata. In linea con quanto previsto nel codice di rete tipo della distribuzione si propongono 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 o incorporazione Societaria”*: 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.

Altri aspetti: prestazione di riattivazione dopo sospensione per morosità in caso di switching

In merito alla prestazione di riattivazione, si coglie inoltre l'occasione per evidenziare la necessità di regolamentare, per ciò che riguarda la fissazione dell'appuntamento, il caso previsto dall'art. 8 del TIMG, riguardante la riattivazione alla prima data utile di un punto di riconsegna sospeso per morosità e su cui viene effettuato uno switching.

Si ricorda, al riguardo, che una simile 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 può essere equiparata ad una prestazione di riattivazione dopo sospensione per morosità "in continuità" di società di vendita titolare del punto di riconsegna (pdr). Si ricorda peraltro che a seguito della pubblicazione della deliberazione 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 suddette problematiche dovrebbe essere aggiornato lo standard di comunicazione di cui alla Determina 9/13 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.

Altri aspetti: obblighi di comunicazione ai clienti finali

Si coglie infine l'occasione per segnalare la necessità di armonizzazione dei disposti di cui all'art. 41, comma 10, della RQDG e quelli di cui all'art. 12, commi 1 e 2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 155/08; ciò al fine di maggior chiarezza sugli obblighi di comunicazione dell'impresa di distribuzione, in funzione dell'attività svolta (sia essa riferita al piano di sostituzione programmata per vetustà, piuttosto che nell'ambito degli interventi di sostituzione connessi con l'introduzione dei contatori elettronici) e al fine di evitare la sovrapposizione di comunicazioni in caso di sostituzioni programmate volte all'installazione dei nuovi contatori elettronici. In particolare, in ottica di semplificazione, si potrebbe prevedere l'adozione di un'unica comunicazione da inviare ai clienti finali, in aderenza ai disposti dell'articolo 41.10 della deliberazione ARG/gas 120/08,

indipendentemente dalla classe del gruppo di misura e dell'attività svolta, garantendo nel contempo il rispetto dei contenuti previsti dalla deliberazione 155/08.

Si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti di consultazione.

RISPOSTE AGLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

Q.1 Quale alternativa si ritiene preferibile in materia di decurtazione dei premi in casi di incidente da gas di responsabilità dell'impresa distributrice (cfr. punti da 7.1 a 7.4)?

In materia di decurtazione dei premi in casi di incidente da gas di responsabilità dell'impresa distributrice, si ritiene preferibile la soluzione prospettata al punto 7.4, purché il valore DIM_{max_imp} sia riferito all'impianto di maggiori dimensioni, su base nazionale, del singolo distributore.

Q.2 Quale alternativa si ritiene preferibile in materia di pubblicazione da parte delle imprese distributrici del piano di ispezione programmata della rete (cfr. punto 9.7)?

Si ribadisce quanto già espresso nelle *Osservazioni specifiche*, ovvero non si condivide l'orientamento volto alla pubblicazione *del piano annuale della ricerca dispersioni sul sito internet*, in quanto la pianificazione di tali attività è fortemente soggetta a variazioni non prevedibili (atmosferiche, gestione appalti, viabilità, interferenze con lavori con altri sottoservizi, ecc).

Si ritiene che l'obbligo in capo alle imprese di distribuzione di pubblicare il piano di ispezione programmata della rete non costituisca lo strumento più efficiente ed efficace per prevenire i comportamenti opportunistici in fase di registrazione delle dispersioni. Tale piano difatti, come già evidenziato nelle *Osservazioni specifiche*, potrebbe essere 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).

I costi e le complessità per la gestione di una simile attività di pubblicazione mensile del piano di ispezione programmata della rete (che arriverebbe, a quanto si è capito persino a richiedere l'indicazioni dei civici o di segnali di progressiva chilometrica per tratti parziali di vie o strade) paiono inoltre davvero sproporzionati rispetto all'obiettivo dichiarato dall'Autorità di prevenire eventuali comportamenti opportunistici in fase di registrazione delle dispersioni.

Se infatti l'obiettivo è quello di prevenire eventuali comportamenti opportunistici in fase di registrazione delle dispersioni, quale ad esempio l'impropria attribuzione di una dispersione di gas segnalata da terzi come già nota all'impresa distributrice a seguito di ispezione programmata, tale obiettivo potrebbe essere più efficacemente perseguito chiedendo alle imprese di comunicare, in sede di rendicontazione annuale dei dati di sicurezza, anche le eventuali dispersioni di gas segnalate da terzi come già note all'impresa, in maniera documentabile, a seguito di ispezione programmata. L'effettiva documentabilità di eventuali dispersioni già note (da ricerca

programmata) all'atto della ricezione della segnalazione di terzi potrebbe essere poi verificata dall'Autorità durante le verifiche ispettive relative ai meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza o a campione in altro modo.

Fermo restando quanto sopra, al solo fine di commentare la proposta dell'Autorità, si riterrebbe al limite preferibile l'alternativa B prospettata al punto 9.7 del DCO, ovvero la pubblicazione a consuntivo del resoconto dell'attività svolta di ispezione programmata della rete. Per quanto concerne gli elementi contenuti nel resoconto, in ogni caso, dovrebbe essere quanto meno prevista l'eliminazione dell'indicazione delle vie dove sono ubicati i tratti di rete da ispezionare.

Q.3 Quali altri o alternativi elementi oggettivi potrebbero essere tenuti in considerazione in sede di verifica ispettiva ai fini del rispetto delle norme riguardanti il servizio di Pronto Intervento (cfr. punto 11.5a))?

Non si ravvisano ulteriori elementi oggettivi da tenere in considerazione in sede di verifica ispettiva ai fini del rispetto delle norme riguardanti il servizio di Pronto Intervento.

Q.4 Si intravedono controindicazioni all'introduzione della regola secondo cui i tratti di rete in materiali diversi da acciaio protetto catodicamente, polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo, debbano essere ispezionati al 100% ogni anno (cfr 9.6)?

Non si intravedono controindicazioni circa l'introduzione della regola per cui i tratti di rete in materiali diversi da acciaio protetto catodicamente, polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo, debbano essere ispezionati al 100% ogni anno.

Si ritiene condivisibile introdurre una definizione di rete non protetta catodicamente allineando la RQDG alle linee guida APCE. Si evidenzia tuttavia che nella definizione di rete non protetta catodicamente ipotizzata al punto 9.9 del DCO (sono state comprese anche le condotte in acciaio con lunghezza minore o uguale a 12 metri, ai quali in conformità alle norme tecniche (UNI 9165) può non essere applicata la protezione catodica. Una simile definizione si ritiene debba essere necessariamente chiarita al fine di evitare un'impropria sovrapposizione di disposizioni regolatorie rispetto alla normativa tecnica di riferimento e qualsiasi tipo di confusione o dubbio al riguardo.

Q.5 Quali controindicazioni si intravedono nel prevedere l'applicazione di una etichetta adesiva (o cartellino) sui misuratori del gas che riporti il numero di Pronto Intervento dell'impresa distributrice (cfr. 10.8)?

In relazione all'orientamento circa l'apposizione di un'etichetta adesiva (o cartellino) sui misuratori recante il numero di pronto intervento, pur condividendo lo spirito dell'iniziativa volta alla contrazione dei tempi di segnalazione al servizio di Pronto Intervento, si ritiene che tale indicazione possa non trovare facile adozione soprattutto in relazione ai contatori non accessibili che, in impianti datati, costituiscono un'alta percentuale, e risultare addirittura controproducente.

Peraltro, si segnala che in occasione di attività di subentro di altro gestore (situazione nel medio - breve periodo facilmente prevedibile con l'avvio delle gare d'ambito), occorrerebbe procedere alla applicazione di una nuova etichetta adesiva con ulteriori oneri gestionali a carico del distributore. Inoltre, nel caso di contatori inaccessibili o divenuti tali, risulterebbe difficoltosa la rimozione della precedente etichetta recante il numero di pronto intervento del distributore uscente, costituendo quindi un'erronea indicazione in caso di necessità da parte del cliente generando situazioni di potenziale fraintendimento e pericolo.

Tutto ciò senza considerare i notevoli costi a carico delle imprese, e quindi del sistema, per l'attività di applicazione anche solo della prima etichetta adesiva a tutto il parco contatori esistente, con le difficoltà più sopra evidenziate, che consentirebbero uno svolgimento comunque solo parziale dell'attività.

Q.6 Si condivide la proposta di rimodulazione dei tempi di aggiornamento della cartografia e della stesura del rapporto annuale dello stato elettrico, con l'obiettivo anche di comunicare una sola volta i dati di consistenza della rete (cfr 9.15 e 12.20)?

In relazione all'orientamento di ridurre a 3 mesi l'obbligo di aggiornamento della cartografia per rendere disponibile il dato aggiornato dell'anno di riferimento al 31 marzo dell'anno successivo, pur ribadendo che l'attuale tempistica di 6 mesi risulta adeguata per consentire alle aziende – soprattutto se di grandi dimensioni – di effettuare tutti i controlli necessari alla certificazione del dato (elemento di base fondamentale per il corretto calcolo e la conseguente rendicontazione degli obblighi di servizio, quali ad esempio quelli relativi alla percentuale di rete ispezionata in AP/MP e BP di cui all'articolo 31 comma 31.1 della RQDG e quelli relativi al calcolo del numero minimo delle misure di odorizzante di cui all'articolo 8 comma 8.3 della RQDG), si ritiene conseguentemente necessario adeguare la tempistica della scadenza per la rendicontazione annuale attuale, prevedendone il differimento di 1÷2 mesi.

Relativamente alla redazione del rapporto annuale dello stato elettrico dell'impianto di distribuzione previsto dalle linee guida APCE, non si ravvisano particolari criticità nell'anticipare la sua stesura, tenendo conto però delle tempistiche differite connesse alla rendicontazione annuale prospettate al precedente punto.

Q.7 A fronte dell'analisi delle informazioni fornite all'Autorità (cfr. 12.24), si ritiene vi siano controindicazioni all'abbassamento della frequenza di ispezione del 100% delle reti di distribuzione di altri gas a 4 anni dai 5 vigenti (cfr. 12.25)?

Non si ravvisano controindicazioni all'abbassamento della frequenza di ispezione del 100% delle reti di distribuzione di altri gas a 4 anni dai 5 vigenti.