

All. al prot. n.1600/2013/E/R/g – MM/mb

OSSERVAZIONI FEDERUTILITY

DCO 303/13/R/GAS
“REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS PER IL
QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE” - Orientamenti finali

OSSERVAZIONI GENERALI

A distanza di quasi due anni dall'avvio della consultazione sul quarto periodo di regolazione della qualità del servizio di distribuzione gas il percorso di esame delle proposte in merito sembra ormai concluso. L'Autorità con il DCO in oggetto ha esposto gli orientamenti finali della futura regolazione confermando, nella sostanza, tutte le indicazioni che erano già state espresse con il DCO 501/2012.

Dobbiamo notare come in questo lungo percorso l'Autorità sembra aver rilevato, e recepito nel DCO, alcuni aspetti della regolazione che meritavano un logico adattamento in ragione dei cambiamenti avvenuti e dell'esperienza acquisita. L'Autorità ha introdotto un differimento/azzeramento delle penalità, un contenimento delle conseguenze economiche derivanti dagli incidenti gas – per altro al punto 7.4 del DCO si prende atto che la probabilità di un incidente da gas su una rete di maggiori dimensioni è maggiore, riconoscendo che la complessità di gestione di una rete più articolata e dalla gestione più complessa.

Nulla è variato nelle proposte dell'Autorità, invece, per quanto attiene alcuni aspetti di estremo rilievo per la distribuzione gas: nuova e più adeguata definizione di incidente da gas, corretta attribuzione delle responsabilità del Gestore in caso di incidente, più idonea valutazione delle dispersioni in funzione delle caratteristiche della rete. Quella manutenzione straordinaria della regolazione che l'evidenza di quattro anni di attuazione avrebbe potuto suggerire non vi è stata e questa evidenza ci porta a ribadire nuovamente, anche in questa sede, i temi che più volte sono stati riproposti, in quanto riteniamo le motivazioni contrarie addotte non esaustive e non fondate.

Premesso quanto sopra, nella parte seguente sono stati inseriti – in corsivo - i contenuti (vogliamo pensare non recepiti nel DCO per la tempistica di trasmissione ad indirizzo dell'Autorità) della nota inviata alla Direzione Infrastrutture in data 4 luglio 2013 (Prot. n. 1253/13/E/R/g FederUtility) a firma congiunta con Assogas e Federestrattiva che a quanto pare

non hanno espresso “generale condivisione” per una serie di argomenti di rilievo posti in consultazione.

Differente articolazione dell'indicatore relativo al numero delle dispersioni

L'Autorità con la delibera ARG/gas 120/08 ha definito un criterio di calcolo del numero convenzionale delle dispersioni gas sulle reti dei Distributori che sta evidenziando limiti tecnici.

Rileviamo che l'Autorità con la delibera 436/2012/R/gas è intervenuta in merito, adottando misure per la regolazione incentivante la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi, al fine di mitigare gli effetti economici della volatilità del fenomeno. Le Associazioni apprezzano tale intervento ma ciò non supera quelle che riteniamo siano delle eccezioni tecniche oggettive che sono state esposte nei punti precedenti. Si ritiene, infatti, che sia proprio il tema del legame non deterministico tra le azioni del Distributore e i risultati della disciplina incentivante che è necessario superare, al fine di creare un legame univoco tra le buone pratiche poste in essere dal Gestore per contenere le dispersioni e i risultati economici della regolazione.

Nell'Allegato 1 al DCO, AEEG espone una analisi a supporto della propria tesi che tende a confermare la regolazione in atto, prendendo a riferimento **la dimensione dell'impianto o dell'Impresa di distribuzione**. Federutility ha più volte rimarcato che non appare essere questo aspetto quello di rilievo; per altro è la stessa Autorità che fa riferimento alla diversa concentrazione dei clienti ed è su questo aspetto che abbiamo sempre chiesto di confrontarci. Anche i recenti dati in proposito rilevabili dalla delibera 229/2013/R/gas appaiono essere, secondo noi, una nuova conferma della opportunità di riverificare nel concreto i criteri di determinazione del numero complessivo delle dispersioni e ciò con riferimento ai seguenti aspetti.

- I dati dimostrano come per alcuni impianti di distribuzione risulti difficile ottenere nel breve periodo (alcuni anni) risultati in termini di riduzione significativa delle dispersioni segnalate da terzi; questo in funzione in particolare delle caratteristiche tecniche dell'impianto (materiali, tipologia di allacciamenti di utenza, ubicazione dei gruppi di misura), del contesto territoriale e urbanistico e della conseguente complessità/onerosità dei possibili interventi correttivi, che non sempre rientrano nella sola responsabilità del Distributore;
- I dati dimostrano una rilevante aleatorietà statistica (da un anno all'altro) degli indicatori utilizzati, che viene solo parzialmente mitigata dall'utilizzo di medie mobili biennali su

perimetri molto ampi (di fatto l'attuale formula ha effetto a livello di ambito provinciale di distribuzione e non di singolo impianto);

- Tale aleatorietà statistica è peraltro attestata anche dalla UNI TS 11297 (metodologia di valutazione dei rischi di dispersione gas) dove, al fine di rendere più stabile l'indicatore sul perimetro dell'impianto di distribuzione, l'indice di rischio dell'impianto di distribuzione è calcolato utilizzando medie biennali, che contribuiscono peraltro solo per il 50% all'indice, mentre la restante componente è costituita dalla consistenza della rete di distribuzione in termini di materiali delle condotte e delle relative classi di pressione.

L'aleatorietà, di fatto, ha inciso anche sui livelli di partenza (media del biennio 2007-2008), penalizzando in alcuni casi gli Operatori che avevano visto in quegli anni risultati migliori delle aspettative e viceversa premiando, gli Operatori che avevano avuto risultati inferiori a quanto fosse prevedibile.

Il nuovo periodo di regolazione permette quindi all'AEEG di rivedere alcuni aspetti per tener conto di quanto sopra esposto.

Tale auspicata rivisitazione dovrebbe riguardare solo gli aspetti di calcolo statistico, rafforzando i principi sin qui seguiti per incentivare l'operato del Distributore diligente e attento in termini di sorveglianza di reti e impianti con obiettivi misurati sui risultati conseguiti (minor numero di dispersioni segnalate da terzi).

In tal senso, a nostro parere, si dovrebbero porre in essere i seguenti punti:

- mantenimento del meccanismo delle medie mobili biennali;
- utilizzo dell'ATEM (in transitorio si considera la parte di ATEM gestita dal Distributore) quale perimetro di calcolo sia delle DTConv sia del rispetto degli obblighi di servizio (si veda nel seguito quanto segnalato per il tema incidenti da gas);
- definizione dei nuovi livelli di partenza sulla base delle medie almeno triennali 2011-2013 (come già proposto nel DCO);
- esclusione dal sistema delle dispersioni segnalate da personale operante per conto del Distributore a prescindere che siano state rilevate durante ispezioni programmate della rete o nel corso delle altre attività di sorveglianza (intesa come conduzione e/o manutenzione) dell'impianto di distribuzione gas. Per l'applicazione di questa regola è necessario modificare il tracciato dei dati dichiarati annualmente.

Differente perimetrazione della responsabilità del Distributore negli Incidenti

da gas

Con la delibera 241/2013/R/gas l'Autorità è intervenuta per definire una diversa regolazione del Servizio di default sulle reti di distribuzione gas. Con tale delibera è

stato accolto il principio secondo cui il Distributore gas, nell'ambito delle proprie competenza e obblighi di Gestore della rete, non può essere considerato responsabile della oggettiva impossibilità – tecnica o legale - di interrompere la fornitura gas. Si è affermato, dunque, che vi è un limite oltre il quale il Distributore non può essere coinvolto e considerato responsabile nel caso abbia posto in essere con diligenza tutte le azioni necessarie per conseguire il fine regolatorio (nel caso di specie la disalimentazione fisica del punto di riconsegna).

Dobbiamo segnalare all'Autorità la necessità che il principio della "responsabilità soggettiva" trovi applicazione anche nella regolazione di cui trattasi in quanto sono evidenti le distorsioni che ha finora provocato, viceversa, l'attribuzione in capo al Gestore della responsabilità di qualsiasi incidente occorso sulla rete.

Anche in questo caso l'Autorità ha ritenuto di intervenire con la delibera 436/2012. Il tema cruciale, tuttavia, non è solo di carattere economico ma coinvolge anche qualcosa di ben più rilevante, ovvero l'immagine e la reputazione dell'Impresa di distribuzione che si vede attribuite colpe gravi – quali quelle di essere causa di un incidente gas – indipendentemente dall'aver posto in essere quanto di propria competenza e diligenza.

In linea di principio si ritiene che la responsabilità di un incidente gas debba essere stabilita dalla Magistratura in sede civile o penale, che possono valutare nel merito le cause dell'accaduto. Tuttavia, trattandosi di aspetti di impatto regolatorio appare necessario – visto anche il ridotto numero di casi ad oggi rilevabili – che l'attribuzione della responsabilità di un incidente da gas sia oggetto di una apposita e approfondita istruttoria tecnica svolta da strutture in grado di valutare il contesto in cui il fatto si è verificato. Tale Organismo potrebbe essere il CIG che in contraddittorio con il Distributore, e non solo sulla base delle Relazioni che già oggi riceve, potrebbe dare una indicazione più circostanziata di quanto accaduto, e ciò anche superando decisamente la definizione di incidente ad oggi presente nella regolazione che risponde a criteri obsoleti e temporalmente decisamente datati.

Al fine di puntualizzare quanto in precedenza esposto, si riporta di seguito una proposta di modifica del testo della delibera 120/08 riguardante il tema degli incidenti gas:

“27.1 Ai fini dell'applicazione della Sezione II della presente RQDG si definisce come incidente da gas un evento che coinvolga il gas distribuito a mezzo di reti, che determini incendio e/o esplosione e/o intossicazione e/o asfissia, che interessi una qualsiasi parte dell'impianto di distribuzione e/o di impianti dei clienti finali, compresi gli apparecchi di utilizzazione e/o i sistemi per l'evacuazione dei prodotti della combustione, e che provochi il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose per

un valore non inferiore a 10.000 euro e che sia provocato da una delle seguenti cause:

- a) una dispersione di gas (volontaria o non);*
- b) una combustione incontrollata in un apparecchio di utilizzo del gas;*
- c) una combustione incompleta in un apparecchio di utilizzo del gas,*
- d) una non adeguata aerazione dei locali.*

27.2 *Ai fini dell'applicazione della Sezione II della presente RQDG si definiscono come lesioni gravi le ferite, l'intossicazione, le ustioni o comunque i traumi alla persona che comportino il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno 7 giorni solari o che comportino il ricovero in ospedale o che comportino il trattamento in camera iperbarica. (Si lascia all'Autorità valutare di elevare la prognosi per la quale si configura l'incidente a 40 giorni (v. art. 583 c.p)).*

27.2 bis *Ai fini dell'applicazione del sistema dei recuperi di sicurezza non rilevano:*

- i casi di danneggiamento dell'impianto di distribuzione qualora il danneggiamento riguardi esclusivamente l'impianto di distribuzione stesso;*
- gli incidenti da gas dovuti ad incidenti sul lavoro relativi alle lavorazioni effettuate sull'impianto di distribuzione, qualora non coinvolgano terzi rispetto al personale dell'impresa di distribuzione o di soggetti da questa incaricati e non determinino danni a cose di terzi, sempre come definiti nel presente comma."*

A ulteriore completamento, in revisione al comma 27.2 bis andrebbero aggiunti gli ulteriori due casi:

- gli incidenti da gas derivanti da impianti dei clienti finali compresi gli apparecchi di utilizzazione e/o i sistemi per l'evacuazione dei prodotti della combustione;*
- gli incidenti da gas per i quali la causa dei medesimi non sia stata dimostrata essere di responsabilità dell'impresa di distribuzione*

Nel DCO si afferma che, non essendo giunte proposte di modifica della definizione di incidente AEEG intende riproporre quella obsoleta in vigore. Eppure ci risulta che qualitativamente proposte siano state avanzate; lo stesso CIG ha sostenuto il superamento di aspetti non più attuali. Federutility ha troppo rispetto per le Istituzioni con le quali si confronta per surrogare il compito a queste assegnato dalla legge, per cui finora non aveva mai presentato all'Autorità un testo di articolato che contenesse le proposte suggerite. In questa occasione veniamo meno al nostro consueto comportamento e riportiamo sopra ciò che riteniamo una definizione equa e aggiornata dell'incidente da gas.

In ogni caso, ci chiediamo se la mancata autonoma proposta di una nuova formulazione della definizione di incidente da gas da parte dell'Autorità sia una chiara manifestazione della volontà di non modificarne l'impianto ovvero sia legata alla valutazione di un possibile minore coinvolgimento o estraneità dell'Autorità rispetto alla condizione in cui tale proposta venga esplicitamente avanzata dagli Stakeholder. In questa seconda ipotesi saremo ben lieti di suggerire all'AEEG i testi delle riforme che possono destare preoccupazioni di diretta e personale responsabilità in capo al Regolatore.

Riteniamo sia estremamente rischioso per le Imprese del settore – sia in termini di immagine che di possibili conseguenze legali/giudiziarie – che l'Autorità sostenga che un incidente da gas “è di norma indicativo di potenziali inadeguatezze tecnico-organizzative dell'impresa di distribuzione”. Bisogna separare nettamente gli aspetti di regolazione da quelli propri della vita dell'Impresa e dei suoi Manager per cui, se l'Autorità volesse, nonostante tutto, persistere nel proprio intendimento di penalizzare il Gestore in caso di incidente, sarà quanto meno necessario attribuire correttamente le responsabilità, evitando pericolose e ingiustificate generalizzazioni.

Ambiti di gara per le concessione di distribuzione gas

I termini per l'assegnazione delle concessioni di distribuzione gas sono stati oggetto di una recente riaffermazione nell'ambito del DL per il rilancio dell'economia, varato dal Governo.

A breve, quindi, si porranno i primi aspetti di valutazione della qualità del servizio di distribuzione gas con riferimento non più ai precedenti perimetri, sostanzialmente consolidati, ma a nuove Imprese, di dimensioni e “contenuti” differenti.

Così come si è verificato nel settore elettrico anche in quello gas il Distributore entrante avvierà attività per standardizzare processi, attività e uniformare le attività a quelle che saranno ritenute le migliori pratiche dal punto di vista regolatorio.

Appare necessario avviare con l'Autorità una riflessione su come gestire tale transitorio, per evitare che il nuovo Gestore dell'Ambito si trovi penalizzato in ragione del reale stato della rete – verificabile solo a seguito del pieno possesso e conoscenza della stessa – e che la regolazione della qualità possa corrispondere a un rischio in sede di gara.

Quanto sopra riportato non intende che le Associazioni sottovalutino la rilevanza della sicurezza del servizio gas ma prefigura, nell'ottica di una corretta e concreta gestione aziendale, la disponibilità da parte dell'Autorità ad accogliere la definizione di una programma di adeguamento complessivo e coordinato della rete cui il nuovo Gestore dovrà attendere.

Vogliamo nuovamente riaffermare che **quanto riportato nella nota del 4 luglio u.s. non intende affievolire la garanzia per gli aspetti di sicurezza ai clienti presenti negli Ambiti che vengono assegnati ad altro Gestore** ma, sebbene quest'ultimo sarà con ogni probabilità una Distributore che già opera su altri contesti, avrà dei tempi necessari per migrare le informazioni presenti sui sistemi informatici, per confermare o meno le prassi e processi in essere, ecc.

Ciò che si chiede all'Autorità, anche sulla base dell'esperienza operativa che deriva dal campo, è che sia almeno possibile aprire ex ante o ex post subentro un confronto con il Regolatore per esaminare lo stato della gestione delle nuove realtà cui il Gestore entrante è chiamato a confrontarsi. **Si potrà prefigurare la possibilità di presentare apposite istanze motivate che diano evidenza della necessità di gestire ordinatamente e concordemente un transitorio che Federutility ritiene inevitabile.**

Protezione catodica delle reti in acciaio

È opportuno premettere che la protezione catodica efficace delle reti in acciaio dipende da molti fattori, non tutti governabili dal distributore. È evidente come in presenza di forti interferenze causate da altre strutture (vedasi linee ferroviarie) e in caso di impianti con forte presenza di terreno roccioso, la protezione efficace sia di più difficile gestione. In questo contesto, a volte, sono necessari interventi complessi e di medio/lungo periodo per riuscire a portare/riportare la rete ad un livello di protezione efficace, ciò però non comporta automaticamente che la rete sia da considerarsi deteriorata a tal punto da doverla dismettere/sostituire integralmente, (di seguito passaggio di cui si propone la soppressione).

In tali situazioni è tecnicamente più logico, ed economicamente sostenibile, adottare misure correttive, come previsto dall'APCE, che in un tempo congruo portino la rete ad un livello di protezione adeguato.

Inoltre, è da considerare che se la media nazionale mostra una positiva evoluzione della dinamica di messa in protezione catodica non vi è dubbio che ci sono (e magari Imprese che saranno aggiudicatrici di Ambiti potranno verificare) situazioni dove è materialmente non fattibile raggiungere i livelli attesi dall'AEEG. Le attività di messa in protezione catodica hanno seguito un andamento gaussiano, con una lenta messa a regime dei lavori, con una pianificazione annua secondo target definiti e una necessaria conclusione degli stessi che coinvolgono tratti di rete (marginali) sui quali è più complesso intervenire. Analoghe considerazioni valgono per la sostituzione delle reti in ghisa con giunti canapa e piombo.

Anche su tale tema un confronto fattuale con l'Autorità consentirà alle Imprese di evidenziare la reale natura dello stato dell'arte ed analizzare le modalità di ricomprensione in regolazione di situazioni che oggettivamente esulano dallo schema astratto e coinvolgono aree dove il conseguimento dell'obiettivo regolatorio finale richiede maggiori tempi e costi.

Obbligo di ispezione della rete

L'analisi statistica dei dati riportati in appendice al documento di consultazione 501/2012/R/gas evidenzia, la correlazione quasi diretta tra aumento della percentuale di rete ispezionata e diminuzione delle dispersioni segnalate da terzi. Si ritiene pertanto che tutti gli elementi che concorrono a rendere più efficace ed efficiente la ricerca programmata delle dispersioni debbano essere mantenuti.

I dati statistici, infatti, evidenziano come i distributori abbiano autonomamente scelto di ispezionare percentuali di rete ben superiori a quelle minime previste dall'Autorità. La scelta è per nostra esperienza riconducibile a due aspetti ben distinti la possibilità:

- 1. di incidere , come già detto, sulle dispersioni segnalate da terzi;*
- 2. di effettuare la ricerca programmata delle dispersioni in maniera più efficiente adottando i criteri di deroga introdotti nella Delibera ARG/gas 120/08.*

Le attuali modalità di ispezione in deroga consentono al distributore di concentrare in un determinato anno l'ispezione su tutta (o quasi) la rete dell'impianto e di non ripetere poi l'ispezione per un massimo di due anni successivi. Questa modalità di ispezione consente di effettuare una ricerca attenta e completa della rete, e quindi garantire livelli di sicurezza eccellenti, con costi gestionali inferiori a quelli che il Distributore dovrebbe sostenere se fosse obbligato a ispezionare la rete solo per porzioni annue. È del tutto evidente, infatti, che l'ispezione parziale della rete comporta, rispetto alle modalità di ispezione in deroga, costi più elevati dovuti, ad esempio, ad un'allocatione meno efficiente delle risorse (mezzi e tecnici impegnati nella ricerca programmata), una rendicontazione delle attività di ispezione decisamente più onerosa e inefficace.

Gli elementi sopra accennati erano stati negli anni scorsi oggetto di analisi da parte dell'Autorità che, in base alle valutazioni fatte, aveva poi deciso di accettare la proposta dei Distributori di introdurre nella Delibera le modalità di ispezione in deroga.

Si ritiene, pertanto, che le stesse debbano essere assolutamente mantenute.

Osservazioni puntuali e spunti di consultazione

Parte I – Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Incentivazione degli investimenti

Non si condivide l'orientamento finale assunto nel documento che l'extra remunerazione di categorie di investimento così importanti sia legata al meccanismo premi e penalità.

Non siamo pregiudizialmente contrari al principio di una regolazione *output based* e correlare agli investimenti sulla rete un ϵ da applicare agli incentivi per le dispersioni potrebbe apparire logico e consequenziale ma l'Autorità continua a sottoporre tali incentivi, che sono volti a sostenere l'ammodernamento della rete, ad una aleatorietà legata a vicende di natura tecnica che nulla hanno a che vedere con l'andamento delle dispersioni e gli investimenti effettuati per migliorare ancor più l'affidabilità della rete – vedi l'azzeramento degli incentivi in caso di incidente.

È proprio questo legame che deve essere scisso – un incidente da gas può avere cause che non hanno nulla a che fare con la qualità della rete e del lavoro svolto dal Gestore per cui, qualora l'Autorità volesse “penalizzare” economicamente in ogni caso l'Impresa a seguito di un incidente da gas non è certo sugli incentivi legati alle dispersioni che bisogna incidere.

La certezza della remunerazione degli investimenti, talaltro, oltre a rappresentare uno degli aspetti economici maggiormente impattanti per le imprese quotate in borsa, è anche fondamentale per la corretta pianificazione dei flussi di cassa nella predisposizione del piano economico finanziario degli investimenti offerti in gara.

In ogni caso va meglio esplicitato se i parametri ϵ_{gh} e ϵ_{od} da utilizzare alle formule del calcolo degli incentivi/penalità sono da applicare a tutti gli impianti gestiti dal Distributore a livello nazionale.

Per tali motivi, ribadiamo che il meccanismo di incentivazione degli investimenti deve essere riformulato, evitando la commistione tra causa tecnica di un fenomeno ed effetto economico di un altro fenomeno – che non ha nulla a che fare con il primo - salvaguardando la certezza delle risorse finanziarie sulle quali i Gestori possono puntare.

Perimetro ottimale per la regolazione premi-penalità, perimetri e imprese di minori dimensioni

Coerentemente con il principio espresso nella precedente consultazione riteniamo che si debba procedere verso un perimetro ottimale in funzione dello stato di avanzamento della presenza del Gestore sul territorio in funzione delle prossime gare. Resta come obiettivo finale avere, quale perimetro di riferimento unico per la sicurezza e la continuità del servizio quello dell'Ambito Territoriale Minimo (c.d. ATEM).

Si propone, pertanto, un perimetro di regolazione che comprenda impianto/i per Distributore presente in un ATEM. In tal modo, man mano che si svolgono le gare si potrà passare dall'impianto all'ATEM.

Regolazione premi-penalità: componente dispersioni

Il tema è stato già ampiamente trattato nella parte delle osservazioni generali che ampliano i contenuti della nota del 4 luglio u.s.

In ogni caso si ripete che il meccanismo di calcolo disincentiva il distributore a mettere in atto azioni per aumentare il numero di segnalazioni eseguite dai propri dipendenti o da imprese appaltatrici (al di fuori della ricerca sistematica) così come è disincentivato all'aumento della percentuale di odorizzante immesso nelle reti; in particolare quest'ultimo comportamento che permetterebbe il ricevimento di segnalazioni su dispersioni di lievissima entità aumenterebbe fortemente il parametro DTconv così che un'azione virtuosa di aumento della sicurezza si tramuterebbe ancora una volta in un danno per il distributore.

Fattori incentivanti il telecontrollo

Coerentemente a quanto osservato nella precedente consultazione, la limitazione di I_p ad un valore minimo di 0.5 e il conseguente valore di ϵ_p a 0,13 non incentivano, di fatto, il telecontrollo dei GRF, il valore di $\epsilon_p = 0,12$ di fatto non permetterebbe neppure il recupero economico delle somme investite, a maggior ragione se il cosiddetto incentivo fosse erogato per i soli primi due/tre anni del quarto periodo di regolazione. A patto di non limitare il periodo di erogazione degli incentivi per il telecontrollo dei GRF, ma di continuarlo anche oltre il quarto periodo di regolazione, si propongono i seguenti valori minimi di I_p e ϵ_p :

$$I_p = 0,20 \quad \epsilon_p = 0,2$$

$$I_p = 0,40 \quad \epsilon_p = 0,25$$

Simulazioni prudenziali su casi reali permettono, con questi valori dei parametri, di stimare un ritorno dell'investimento economico in 5/6 anni, dopo i quali si verificherebbe il reale incentivo economico. Volendo limitare la vigenza dell'incentivazione al solo quarto periodo regolatorio, occorrerebbe adeguare di conseguenza il valore di ϵp .

In ogni caso, valgono anche per tale istituto le considerazioni circa l'aleatorietà di tale forma di sostegno, già diffusamente illustrate in altri passaggi del presente documento, la necessità di creare un indissolubile nesso di causalità tra investimenti (per altro aventi un sicuro effetto positivo per i recuperi di sicurezza) e relativi incentivi e la necessità di modificare l'attuale formulazione dell'art. 32.19 della RQDG.

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)?

Pur ritenendo che la proposta iniziale di decurtare il premio di 2/3 sia migliore dal punto di vista della semplicità di gestione, si preferisce la soluzione proposta al 7.4 in quanto riduce l'incentivo proporzionalmente alle dimensioni dell'impianto, posto che la probabilità di un incidente su un impianto di grandi dimensioni è maggiore.

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

Si ritiene che l'estensione dell'annullamento dei premi al mancato rispetto di almeno una delle disposizioni relative al servizio di pronto intervento, specie se connesso al prospettato intervento sull'obbligo di servizio di cui al punto 10 del DCO, **appaia sostanzialmente carente dei requisiti di proporzionalità.**

.

Obbligo di ispezione della rete

Il tema è stato già ampiamente trattato nella parte delle osservazioni generali riportando i contenuti della nota del 4 luglio u.s.

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)?

In merito alle ispezioni programmate della rete c'è da chiarire bene con l'Autorità, se è ancora possibile ispezionare il 100% della rete di un impianto in un anno e i restanti anni allo 0%. In quanto il documento parla di rimuovere le deroghe di cui al comma 12.3 della RQDG, che al comma b) prevedeva la possibilità di tale deroga (sul 95% dell'impianto),

mentre nel nuovo documento parla della possibilità di introdurre una regola di ispezione del 100% punto 9.4 del DCO.

Il periodo transitorio di cui al punto 9.5 del DCO sembra una complicazione. Nell'ultima comunicazione dei dati all'AEEG è stato chiesto di rendicontare quanto fatto nel periodo precedente, pertanto si ritiene che il nuovo meccanismo possa essere applicato da subito.

In merito al prospettato obbligo di pubblicazione del piano di ispezione della rete si manifesta in primo luogo perplessità per l'introduzione di una misura che, a nostro giudizio, appesantisce ulteriormente il carico delle attività in funzione regolamentare per gli Esercenti in modo indiscriminato e, dunque, in buona sostanza non giustificato, se si considera che le eventuali condotte opportunistiche, riconducibili in ipotesi a singoli Gestori e non certo al Sistema nel suo complesso, ben potrebbero essere accertate e perseguite con gli ordinari strumenti di indagine di cui risulta dotata codesta Autorità.

In ogni caso, con riguardo alla pubblicazione del detto piano con cadenza mensile, si espone contrarietà alla pubblicazione dello stesso sia preventivo sia a consuntivo data la notevole complicazione di gestione degli aggiornamenti e la scarsa utilità dello stesso. Si ritiene, infatti, che la pubblicazione del piano di ispezioni comporti, con i tempi indicati (-10gg e +20gg rispetto all'orizzonte mensile), oneri gestionali per il Distributore senza evidenti corrispondenti benefici in termini di verifica.

Un eventuale controllo sulla rete ispezionata potrebbe essere fatto in caso di visita ispettiva, dove il Distributore dovrebbe a quel punto fornire tutte le informazioni riguardanti i dati di ispezione della rete. (Già adesso viene verificata l'effettiva area ispezionata, quando si è in possesso di tutti i dati definitivi).

Oltre che all'elenco di cui al 9.7 (comune, vie, strade etc....) si propone che il Distributore possa fornire i dati del tracciato GPS che le imprese appaltatrici del servizio di ispezione programmata forniscono. Questo permetterebbe di superare l'ostacolo dello stradario completo per area di ispezione, in quanto la verifica potrebbe essere fatta graficamente, confrontando le aree che il Distributore ha previsto nel piano e i tracciati GPS dei tratti effettivi di ispezione.

Al fine del controllo, per prevenire comportamenti opportunistici, punto 9.2 del DCO, questo potrebbe essere fatto in sede di verifica ispettiva, fornendo i dati richiesti, quali data di ispezione della rete, posizione geografica della dispersione attribuita alla ricerca programmata e ed ogni altra informazione richiesta. La pubblicazione sul sito internet, come già citato precedentemente non porterebbe benefici/aiuti per la verifica di tali comportamenti.

Tra l'altro, la verifica potrebbe essere fatta partendo dall'elenco delle dispersioni associate a ricerca programmata e verificando che queste coincidano con le date e i percorsi di rete effettivamente fatti e non viceversa.

- 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 condivide la proposta di cui al punto 8.1 del DCO relativa all'annullamento dei premi in caso di mancato rispetto degli obblighi di servizio, esteso al pronto intervento.

Rispetto a quanto già previsto dall'art.12 della RQDG, dove gli obblighi hanno orizzonti temporali ben definiti (es cartografia 6 mesi, ispezioni rete % definite, odorizzante calcolo NODmin etc...) e il distributore può controllare i processi interni e far rispettare tali obblighi, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (60 min.) non si ritiene assimilabile a questo tipo di prestazioni.

Questa variabile (60 min.+ tempo di arrivo), può dipendere da parecchi fattori, non direttamente controllabili dal distributore stesso.

Considerando un meccanismo ON/OFF ci si ritroverebbe poi nella stessa situazione degli incidenti da gas, dove, anche per fattori non dipendenti dal distributore stesso potrebbe essere azzerato il premio per un impianto di distribuzione.

Anche in questo caso sarebbe opportuno prevedere una regola che decurti l'eventuale premio in base al numero o alla percentuale di obbligo di servizio di pronto intervento non rispettato. In tal senso le soluzioni possono essere molteplici: decurtazione lineare, in percentuale al mancato rispetto, applicazione di regola come incidenti, etc....

-
- 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)?

Le condotte in acciaio con lunghezza ≤ 12 m (UNI 9165) e le condotte aeree non hanno obblighi di protezione catodica quindi devono essere classificate come protette oppure trattate come categoria a parte. (Non si condivide la classificazione fatta al punto 9.9 del DCO terzo comma).

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 primo luogo non tutti i contatori gas sono installati all'interno dell'unità abitativa e pertanto in caso di chiamate di PI il cliente finale non avrebbe nessun vantaggio rispetto a cercare il numero sull'ultima bolletta.

Si deve poi considerare che i contatori installati all'interno delle abitazioni sono peraltro non accessibili e sarà difficile apporre l'etichetta e, cosa più grave, sostituirla in caso di cambio gestione in sede di gara o, banalmente, in caso di cambio del numero telefonico di Pronto Intervento.

Inoltre, tenuto conto che molti eventi fuganti riguardano proprio le giunzioni idrauliche dei contatori, e che la maggior parte delle chiamate avviene tramite cellulare, non si ritiene opportuno far avvicinare il cliente finale verso la fonte della perdita di gas; tanto più che risultando spesso il contatore installato in nicchie con bassa luminosità, c'è anche il rischio che il cliente si avvicini alla targhetta da leggere con fonti di luce improprie (candele steariche).

In ogni caso sarebbe fortemente impattante sul Distributore la gestione di un eventuale cambio del numero telefonico di pronto intervento. **Inoltre, il numero di pronto intervento è ben noto anche a tutte le Autorità (CC, PS, VV.F., ecc.) e Strutture di pubblica assistenza che possono coadiuvare efficacemente l'utente nel malcapitato caso della necessità di una segnalazione di dispersione.**

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)?*

Al fine di consentire l'estrazione e la validazione di dati aggiornati con le tempistiche proposte (3 mesi) la data prevista al punto b) del paragrafo 9.15 dovrebbe essere posticipata al 30 maggio.

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: si condivide pertanto la proposta.

Osservazioni aggiuntive – Continuità del servizio

Nell'ottica della semplificazione della disciplina in tema di interruzioni del servizio, si fa presente che il monitoraggio del numero di interruzioni per cliente finale comporterebbe degli obblighi di registrazione aggiuntivi rispetto a quelli vigenti che prevedono la registrazione del numero dei clienti finali coinvolti e non dell'elenco degli stessi.

Parte II – Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Aggiornamento della regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione

Aggiornamento degli standard di qualità commerciale

Non si condividono le considerazioni espresse al paragrafo 14.7 in merito al prospettato intervento **sullo standard generale di esecuzione dei lavori complessi** (lettera g) dell'elenco del paragrafo 14.6 relativo all'innalzamento della percentuale di rispetto dei 60 gg. lavorativi, dall' 85% al 90%. Come già segnalato nella precedente consultazione si deve tenere conto che *le tempistiche sono fortemente condizionate da fattori esterni quali ad esempio l'approvvigionamento di apparecchiature realizzate su ordinazione o non facilmente reperibili tipo apparati di misura di grande calibro ecc.*

Disciplina delle risposte motivate ai reclami e alle richieste di informazioni

Desta perplessità anche quanto prospettato in relazione all'intervento sullo standard generale della risposta motivata a reclami/richieste di informazione (da portare a 30 gg. solari e da riferirsi non già al 90% bensì al 95% delle prestazioni). A tale riguardo si osserva di nuovo come l'elevamento dello standard generale del tempo di risposta motivata a reclami/richieste informazioni dal 90% al 95% non porta ad apprezzabili miglioramenti nella tutela del consumatore a fronte di un livello attuale di standard ampiamente idoneo ad assicurare feed-back tempestivi. A fronte di tanto, sarebbe invece significativo l'effort richiesto all'esercente”.

Tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità

Per la qualità commerciale si osserva la perdurante criticità di gestione del tempo di riattivazione a seguito sospensione per morosità fissato in due giorni feriali. Si osserva infatti che il tempo a disposizione della vendita pari ad un giorno lavorativo per la fissazione dell'appuntamento di fatto potrebbe ridurre il tempo a disposizione del distributore per l'esecuzione dell'attività. La proposta di introdurre tempi di *cut-off* non risulta pertanto risolutiva del problema segnalato. **Ribadiamo la necessità di modificare l'indicatore da giorni feriali a lavorativi** oppure di definire tempi più ristretti per la fissazione dell'appuntamento dalla data di accettazione della richiesta.

Non si condivide, inoltre, l'orario fissato alle ore 18.00 (par.14.16) come limite utile degli interventi, in quanto risulta un orario troppo avanti nella giornata per poter programmare e gestire il lavoro dei tecnici per il giorno successivo.

In ogni caso auspichiamo che il nuovo RQDG preveda tempi congrui per dare alle Società di distribuzione la possibilità di adeguare i propri processi e sistemi informatici prima dell'entrata in vigore delle nuove disposizioni.

Applicabilità al settore gas del preventivo rapido

L'eventuale implementazione del preventivo rapido nel settore del gas richiede, a nostro avviso, la preventiva compiuta omogeneizzazione, nel settore, della valorizzazioni dei corrispettivi delle prestazioni accessorie (ad oggi non valorizzate identicamente). Tale azione ci pare, essere calendarizzata dall'Autorità, secondo quanto prospettato nel DCO 257/2013, per il 2014 ed a valere dal successivo 2015.

Appuntamento on line: criticità successive alla entrata in vigore della delibera ARG/com 147/10)

Si ritiene che con l'aggiornamento della regolamentazione del nuovo periodo di regolazione sia giunto il momento di risolvere la problematica in oggetto.

Segnaliamo che le Imprese di distribuzione di gas naturale si trovano nella condizione di dover erogare, per cause indipendenti dalla propria volontà, indennizzi automatici per ritardata esecuzione delle prestazioni, in particolare (ma non solo) per quella di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità.

Ad oggi i Distributori hanno ovviato alla situazione creatasi in maniera differente ma sempre con una riduzione di efficienza del proprio servizio.

Si ribadisce pertanto che il tempo di fissazione dell'appuntamento (per qualsiasi prestazione) debba poter essere scorporato da quello massimo complessivo a disposizione del distributore per eseguire la prestazione. Si segnala altresì che in questo modo il numero delle richieste di prestazione annullate per mancata fissazione in tempo utile dell'appuntamento verrebbero a

ridursi con un effetto positivo sul sistema di gestione delle richieste di prestazione nel suo complesso.

Altri orientamenti

Desta, inoltre, perplessità la prospettata raccolta annuale dei dati di qualità commerciale su base regionale di cui all'articolo 14.45. In proposito, va tenuto presente che, nell'ottica dell'avvio delle gare gas, previsto nel corso del periodo regolatorio di pertinenza, la qualità (e dunque anche la definizione di standard "migliorativi") rappresenta uno degli elementi fondanti su cui possono essere declinate le aggiudicazioni del servizio di distribuzione gas, e che dovrebbe pertanto essere adeguatamente intercettato.

Si propone pertanto che la stessa possa essere effettuata secondo articolazioni più coerenti a quanto previsto in tema di gare gas e quindi a tendere su base di ATEM ambito territoriale ottimale";

Con l'occasione, si ripropone il tema già esposto nel Q.19 rispettivamente lett. a) del documento FUY al DCO 501, ma che non pare essere stato riscontrato, della disciplina relativa alla eventuale reiterazione da parte del venditore della medesima richiesta dati tecnici, già presentata ed assolta dal distributore, attualmente soggetta ad indennizzo.

Il Venditore, in base alla vigente regolazione, si ritiene di fatto legittimato a reiterare la medesima richiesta di dati tecnici al Distributore anche più volte, così finendo per determinare un "sovraccarico" gestionale su quest'ultimo, tenuto conto anche della necessità in capo al Distributore di rispettare gli standard prestazionali specifici previsti dalla regolazione. Si propone, pertanto, che nel caso in cui il Venditore reiteri la medesima richiesta di dati tecnici, il Distributore assolva l'onere comunicazionale rinviando al Venditore il codice di rintracciabilità della risposta già fornita, e che, in caso di reiterazione della medesima richiesta di informazioni, la prestazione non sia soggetta a standard prestazionali specifici.