

Osservazioni FederUtility**DCO 341/2012*****Criteri regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione*****Osservazioni generali**

FederUtility con un documento inviato all'indirizzo dell'Autorità aveva rappresentato le richieste degli Associati Federutility (vedi nota trasmessa il 6 luglio u.s. prot. 1133 E/R\g) in merito all'esigenza di garantire la certezza dei flussi di cassa derivanti dal sistema tariffario in vista dello svolgimento delle gare d'affidamento del servizio su ATEM (Ambiti Territoriali Minimi). Si tratta di un tema per il quale è necessario avere indicazioni chiare, trasparenti e in grado di consentire investimenti significativi in caso di acquisizione di nuovi Ambiti.

In merito alle proposte di carattere tariffario, preme sin da subito segnalare la preoccupazione manifestata da molte imprese circa il fatto che con un sistema di monitoraggio quadriennale dei livelli di costi operativi (che fa riferimento all'anno n-2), si corre il rischio di non intercettare gli aumenti dei costi operativi per la partecipazione alle prossime gare di ATEM.

Oltre agli oneri relativi ai rapporti con la stazione appaltante, riteniamo auspicabile si tenga conto del prossimo aumento di costi attualmente non intercettabili dal metodo tariffario quantomeno nella prima fase post gara, per le seguenti poste:

- riorganizzazione di risorse umane e di mezzi per il servizio di pronto intervento, per la programmazione delle squadre operative di manutenzione, ricerca fuga, procedure interne di approvvigionamento ecc.;
- implementazione dei sistemi informatici per quanto riguarda cartografie, data entry, sistemi di contabilità, strumenti di comunicazione evoluti con gli utenti (portali WEB, A2A, ecc), centralizzazione della raccolta di misure (SAC - protocolli e standard operativi) ecc;
- implementazione delle specificità impiantistiche nelle apparecchiature di misura e nel tele controllo (centralizzazione allarmi ecc.);
- extra costi del personale derivanti dall'applicazione della c.d. clausola sociale (esuberanti di unità lavorative e passaggio tra casse di previdenza)
- oneri di varia natura (sportelli, campagne informative, nuovi rapporti con gli installatori del.40/04, ecc)

Queste ed altre poste, trovano giustificazione, a nostro avviso, al punto c) dell'articolo 41.1 del RTDG, quando prevede variazioni annuali della componente $t(dis)_{opex}$ in funzione di mutamenti del quadro normativo, come risulta essere a tutti gli effetti quello introdotto dal decreto legislativo 93/11 per le gare di ATEM.

Si coglie l'occasione, inoltre, per segnalare come revisioni dei livelli di costo operativo più frequenti di quattro anni siano del tutto necessarie a garantire la copertura dei costi, attesi in costante crescita, conseguenti agli adempimenti normativi e regolamentari legati quali, ad esempio, quelli legati alla messa a regime degli *smart meter*, sulla base degli obblighi e dei tempi stabiliti dalla delibera ARG/gas 155/08, come modificata dalla del. 28/12 e seguenti.

Considerazioni del tutto negative, emergono in merito alle indicazioni del DCO di non intervenire per congelare (e/o posticipare in maniera condizionata), già dal prossimo anno le criticità economiche generate dal meccanismo incentivi/penalità per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas metano.

Conseguentemente, avendo la necessità che tali questioni siano risolte al più presto possibile, consideriamo non condivisibile la proposta di prolungamento di un anno del periodo di regolazione della qualità del servizio.

Com'è noto da uno studio commissionato dalla Federazione in merito agli aspetti attinenti l'applicazione della delibera ARG/gas 120/08 è emersa la necessità di una rilevante revisione dei meccanismi per la regolazione dei recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas metano.

Dallo studio risulta una marcata mancanza di correlazione tra l'impegno dei distributori per contenere le perdite sulle reti gas e il relativo numero e gli esiti economici del meccanismo previsto dalla regolazione; ciò crea indeterminatezza e disparità di trattamento tra Operatori parimenti impegnati nel miglioramento della sicurezza.

L'analisi dei dati esposti nella recente delibera 368/2012/R/Gas del 20 settembre u.s., confermano ulteriormente le nostre convinzioni al riguardo.

Analoga ingiustificata penalizzazione si riscontra in caso d'incidente gas che, per com'è classificato (evento che determina un danno a persone o cose non inferiore a 1.000 euro) è in grado di azzerare eventuali incentivi a cui l'Operatore legittimamente avrebbe potuto aspirare per l'attività svolta.

Almeno parzialmente, l'Autorità aveva riconosciuto la fondatezza della segnalazione e, avendo il Collegio dell'Autorità deliberato alla fine dell'anno 2011 un indirizzo di revisione della regolazione, gli Operatori attendevano un intervento del Regolatore per risolvere da subito le criticità. Gli effetti che si ritengono penalizzanti dei recuperi di sicurezza, paradossalmente potrebbero, dunque, ulteriormente protrarsi piuttosto che contrarsi, in ragione delle scelte proposte nel presente DCO.

Per quanto riguarda i tempi, prefigurando la proroga al 2013, della RTDG e della RQDG vigenti (III periodo regolatorio), il DCO prevede lo sviluppo delle consultazioni nel periodo autunno 2012-estate 2013, per arrivare all'adozione del provvedimento finale (TUDG) del IV periodo regolatorio entro la fine del mese di ottobre 2013.

La tempistica risulta non adeguata in considerazione dell'avvio delle gare per le concessioni di distribuzione gas che avverrà già nel corso del primo semestre 2013.

Per consentire agli operatori di partecipare alle gare in conformità ad un chiaro, completo e certo quadro regolatorio, presupposto indispensabile per poter correttamente formulare valutazioni e piani economico-finanziari, **è necessario caratterizzare con maggiore dettaglio, rispetto a quanto proposto nel presente DCO, i principi che si andranno poi a adottare nei prossimi provvedimenti. Su molti temi presentati, infatti, è difficile esprimere un giudizio mancando le proposte delle conseguenti soluzioni ancorché di massima che s'intende adottare.**

Con particolare riferimento alle gare indette nell'anno 2013, in mancanza di tali informazioni le imprese dovranno assumere degli elementi di rischio impropri rispetto a quelli dell'attività di distribuzione. Questi potrebbero generare situazioni d'inadempienza ovvero di maggiore onerosità non prevedibile in sede di gara sia in termini di sviluppo degli impianti sia rispetto agli sconti offerti sulla tariffa o altre forme di offerte economiche, a meno di prevedere apposite clausole di salvaguardia nei relativi bandi di gara.

Riteniamo inoltre che la prevista pubblicazione della relazione AIR avvenga contestualmente alla pubblicazione del provvedimento finale.

Tutto ciò premesso si espongono di seguito, considerazioni puntuali in merito ai contenuti illustrati nel DCO e agli spunti di consultazione proposti seguendo l'ordine dei pragrafi di riferimento.

Osservazioni puntuali

Parte I – inquadramento generale

Dalla lettura della sezione riteniamo poco condivisibile la scelta di sottoporre a metodologia AIR solo gli aspetti più rilevanti (cfr art 4.1 e 4.5) visto che, stando alla natura d'indirizzo del presente DCO, non si dettaglia quali saranno gli aspetti ritenuti meno rilevanti.

La stessa tempistica di pubblicazione della relazione AIR, peraltro, dovrebbe essere oggetto di ripensamento in quanto la distanza che intercorre tra l'emanazione della delibera e quella della Relazione aumenta l'incertezza regolatoria.

Parte II – ipotesi estensione al 2013 periodo di validità attuale RTDG e RQDG

6. Introduzione

Riteniamo condivisibile ed inevitabile l'ipotesi di estendere al 2013 il periodo di validità attuale RTDG, apportando ad esso le necessarie modifiche e integrazioni. Ciò consentirebbe di svolgere un processo di consultazione adeguatamente approfondito per il quarto periodo di regolazione.

7. Disposizioni Transitorie per l'anno 2013 in materia di tariffe.

7.3 Aggiornamento componenti a copertura dei costi operativi:

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

Si ritiene pertanto che i valori di tali componenti per il 2012 dovrebbero essere aggiornati al 2013 mediante l'applicazione del solo tasso di inflazione, ponendo l'X-factor pari a zero.

Per il futuro riteniamo auspicabile l'adozione di un coefficiente correttivo (>1) da applicarsi ulteriormente agli articoli 41, 42 e 43 (i cui valori base sono stati determinati al 2006) della RTDG per tenere conto dei maggiori costi operativi (inclusi quelli "amministrativi") legati alle attività riconducibili alle località sia a quelle conseguenti ai nuovi investimenti centralizzati che le modifiche alla regolamentazione di questi ultimi anni hanno comportato per effetto, ad esempio, delle delibere 145/10, 147/10, 229/12, e 155/08.

Risponderebbero a tale esigenza anche gli effetti derivanti da delibere meno recenti come ad esempio: i costi introdotti con le modifiche alla 138/04 (sistemi A2A, portale della distribuzione, standard di comunicazione, ecc.), i costi di gestione del bonus gas, gli allineamenti dati tra vendita e distribuzione (cfr del. 146/11 e 131/2012), attività sviluppate nel corso degli ultimi anni e mai adeguatamente valorizzate.

7.4 a 7.9 Aggiornamento componenti a copertura dei costi di capitale:

Nel merito dell'adeguamento del WAAC proposto si osserva quanto di seguito esposto per punti a commento del seguente schema di calcolo.

			del. arg/elt 348/07 (dist.)	2009 (air 159/08)	El. arg/elt DCO 45/11 (dic. 2011)	del. 199/11 (dist.)	DCO 341/12 gas 2013
rilevato	tasso nominale attività prive di rischio	rf	4,45%	4,65%	5,22%	5,24%	5,24%
fissato AEEG	rischio sistematico	betalevered	0,60	0,65	0,61	0,61	0,65
fissato AEEG	premio di mercato	ERP	4,00%	1,00%	4,00%	4,00%	4,00%
calcolato	tasso nominale capitale di rischio	Ke	6,85%	7,25%	7,66%	7,68%	7,84%
fissato AEEG	rendimento capitale di debito	Kd	4,90%	5,10%	5,67%	5,69%	5,69%
fissato AEEG	rapporto debt equity	e/(e+d)	55,56%	66,67%	55,56%	55,56%	55,56%
fissato AEEG	rapporto debt equity	d/(e+d)	44,44%	33,33%	44,44%	44,44%	44,44%
rilevato	aliquota fiscale	T	40,00%	38,00%	35,00%	35,70%	35,70%
rilevato	scudo fiscale (pari a Ires)	Tc	33,00%	27,50%	27,50%	27,50%	27,50%
fissato	tasso inflazione	rpi	1,70%	2,00%	1,80%	1,80%	1,80%
calcolato	WACC distribuzione	WACCd	7,00%	7,60%	7,40%	7,60%	7,70%
regulatory lag						1,00%	
	WACC effettivo					8,60%	
	WACC classico after tax		5,18%	5,95%	5,98%	5,99%	6,08%
	WACC classico pre tax		8,63%	9,59%	9,19%	9,32%	9,46%
	beta unlevered		0,391	0,477	0,386	0,386	0,411
	capitale proprio		100	100	100	100	100
	capitale di debito		80	50	80	80	80
	D/E		0,8000	0,5000	0,8000	0,8000	0,8000

- Riguardo alla determinazione del tasso nominale privo di rischio, in assenza dell'ipotesi d'allungamento di un anno del Terzo Periodo Regolatorio e quindi in continuità con un meccanismo ormai consolidato in quanto introdotto fin dal primo periodo di regolazione, era previsto che per il dimensionamento del WACC del quadriennio 2013-2016 (o perlomeno del biennio 2013-14 nella nuova logica introdotta dalla del. 199/11 per il settore elettrico) fosse utilizzata la media delle rilevazioni dei tassi BTP decennale della più recente finestra annuale disponibile (verosimilmente il periodo dicembre 2011-novembre 2012). Il WACC proposto dal DCO 341 per l'anno 2013 risulta invece basato sulla misurazione del BTP nella stessa finestra usata per il provvedimento sulle tariffe EE (dicembre 2010-novembre 2011) e quindi anticipata di un anno rispetto a quella legittimamente attesa e soprattutto inadeguata a riflettere dovutamente le evidenze della situazione economico-finanziaria che ha caratterizzato l'ultimo anno. Un cambio in itinere di regole di questa portata è ritenuto lesivo degli interessi degli operatori e dei piani legittimamente basati sul benchmark in precedenza annunciato. Si richiede pertanto che la finestra annuale prevista originariamente per il Quarto Periodo Regolatorio (dicembre 2011-novembre 2012) sia utilizzata per il dimensionamento del WACC per il triennio 2013-2015, con una successiva revisione del WACC per il biennio 2016-17, in analogia a quanto stabilito per il settore elettrico.
- Ciò premesso, se considerassimo la media degli ultimi 12 mesi BTP-10anni, il tasso nominale privo di rischio al 20 settembre 2012 sarebbe pari a 5,85%.
- Il market risk premium storico del mercato italiano, calcolato nel periodo 1900-2005¹, è pari al 4,30%, superiore quindi rispetto a quanto previsto dall'Autorità;

¹ Si veda Dimson, Marsh e Stauton, 2002, Triumph of the Optimists: 101 Years of Global Investment Returns, Princeton University Press, NJ and Global Investment Returns Yearbook, 2009, ABN AMRO/London Business School.

- d) La riduzione del beta unlevered da 0,48 a 0,41 per l'attività di distribuzione; il beta levered è, infatti, rimasto lo stesso a fronte dell'aumento del rapporto D/E ed in costanza di aliquota IRES, da cui dipende necessariamente riduzione del beta unlevered. Dato che nel corso degli ultimi anni non vi sono stati fattori tali da giustificare una riduzione del rischio unlevered, si ritiene opportuno mantenere inalterato il beta unlevered, il che porterebbe il beta levered, con D/E pari a 0,8, a circa 0,75 (oppure in costanza di beta unlevered ripristinare il D/E a 0,5 – cfr punto “f” che segue);
- e) Il costo del denaro di “debito” (lo spread confermato a 45 bp risulta accessibile solo ad una cerchia ristretta di operatori, mentre alla prevalenza degli operatori si applica un costo “all in” del debito non inferiore al 6,00%, corrispondente dunque ad uno spread di 75 bp);
- f) Non è giustificato il passaggio del D/E da 0,5 a 0,8. A questo proposito pare utile richiamare l'art 22.12 della relazione AIR alle 159/08 dove si dice esplicitamente: *“Il livello D/E è stato mantenuto invariato rispetto al precedente periodo regolatorio. L'Autorità ritiene, infatti, che le imprese operanti nel settore della distribuzione del gas naturale debbano ottimizzare il rapporto tra le fonti di finanziamento, in modo da rendere minimo il costo del capitale che i consumatori sono chiamati a sostenere. Rispetto all'ipotesi prospettata nei documenti per la consultazione di aumentare fino a un massimo di 0,6 il livello D/E, si è preferito mantenere il target precedente, anche in relazione al fatto che la crisi finanziaria in qualche misura può determinare restrizioni nelle possibilità di ricorso al credito.”*. Tali considerazioni sono più che valide ancora oggi ove, se possibile, la difficoltà di accesso al credito è ancora peggiorata. Si richiama, inoltre, anche l'articolo 22.13 dello stesso documento: *“Peraltro l'Autorità, come già indicato nei documenti per la consultazione, non ritiene opportuno che le imprese eccedano nel ricorso al capitale di debito. Situazioni di eccessivo sfruttamento della leva finanziaria potrebbero infatti essere foriere di dissesti economico-finanziario, le cui ricadute andrebbero comunque a danno dei clienti finali del servizio.”* In ogni caso, per coerenza, un eventuale modifica del D/E deve comportare una modifica del beta levered che permetta l'assunzione del beta unlevered (cfr punto “d” che precede);
- g) La diminuzione dell'aliquota fiscale dal 38% (vedi AIR 159/08) al 35,70% non appare giustificata anche alla luce della recente introduzione della maggiorazione dell'aliquota IRAP per le società che operano in concessione (Art. 23 comma 5 Lettera A Legge 111 del 15 Luglio 2011 – conversione in legge del DL n. 98 del 6 Luglio 2011) pari allo 0,3% nominale che diventa uno 0,5-0,6% effettivo;
- h) Non si concorda con l'esclusione della c.d. “robin tax” (addizionale Ires) dalla formula di calcolo. Si evidenzia che l'introduzione della stessa nella formula di calcolo del WACC è un'mera e oggettiva applicazione di una metodologia di calcolo finanziaria tesa a determinare il costo del denaro per le imprese distributrici la quale, quindi, deve considerare oggettivamente tutti i parametri aventi influenza su di essa e non già una traslazione della stessa tassazione ai clienti finali il cui relativo divieto è disposto dalla L. 148/11. Per tale motivo la Robin tax dovrebbe essere sommata sia nel termine T (aliquota fiscale media) sia nel termine Tc (scudo fiscale) infatti, considerando che il WACC è il costo medio ponderato del capitale e che il medesimo, in sostanza, è il tasso minimo che un'azienda deve generare come rendimento dei propri investimenti per remunerare i creditori, gli azionisti e gli altri fornitori di capitale è errato non considerare la RT nella determinazione dello stesso. Considerare la RT nella determinazione del WACC non significa in sostanza ribaltare il costo da robin tax sui consumatori finali, ma ribaltare un costo conseguente alla robin tax per riconoscere un valore nello spirito della legge istitutiva della stessa Autorità;
- i) Si ritiene opportuno introdurre, già dal “transitorio 2013” un'ulteriore maggiorazione di WACC che tenga conto del regulatory lag in analogia a quello introdotto per il settore elettrico (nel quale, inoltre, non sussiste neppure il rischio di non vedersi riconosciuti i costi o gli investimenti degli ultimi due anni in conseguenza della perdita della concessione, visto che per il settore elettrico la durata è 30 anni mentre per il settore gas è imminente l'effettuazione della gara d'ambito).

7.10 - 7.11 Trattamento nei casi di cambiamento di gestore in una località:

Si concorda con quanto illustrato nei paragrafi.

7.12 Attuazione delle disposizioni della deliberazione 28/2012/R/GAS in materia di regolazione del servizio di misura.

Sul tema osserviamo preliminarmente che nella sezione concernente le novità che si intende introdurre per il prossimo periodo regolatorio, riconoscendo la complessità dell'identificazione di un prezzario articolato e non discriminatorio, il DCO propone di limitare la metodologia per la valutazione dei nuovi investimenti a costi standard a partire dalle categorie di investimento maggiormente rilevanti e meno soggette a specificità che potrebbero rendere eccessivamente complessa l'attuazione della regolazione stessa. Questo indirizzo appare in netto contrasto con quanto attuato relativamente ai costi dei contatori gas, per i quali si sostiene il principio della definizione di costi standard, pur in presenza di un cespite in ampia evoluzione tecnologia e di costo.

Pertanto, in linea con le tesi avanzate da molte nostre imprese nel ricorso contro la deliberazione 28/2012/R/Gas presso il TAR, ci dichiariamo non concordi alla determinazione dei nuovi investimenti per la misura secondo quanto previsto da tale provvedimento.

Appare logico, peraltro, dal punto di vista operativo/aziendale, posporre gli obblighi d'installazione dei GdM a requisiti sul mass market, prevedendo che tali obblighi scattino su ogni singolo ambito solo a valle dell'aggiudicazione della gara. Tale intervento consentirebbe da una parte una maggiore confrontabilità dei progetti tecnici da parte delle Stazioni Appaltanti, dall'altra un'organizzazione delle attività di sostituzione su scala provinciale con minori costi anche per i clienti finali che beneficerebbero delle economie di scala così realizzabili.

Ciò premesso, per quanto riguarda la determinazione della componente a copertura dei costi operativi (comma 3.3 della deliberazione 28/2012/R/GAS) osserviamo che la valutazione degli stessi sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati relativi l'anno 2011, non coglie le specificità dei nuovi costi introdotti dalla delibera 155/08 essendo questi non ancora registrabili nei rendiconti 2011.

Al pari, pertanto, di quanto previsto all'articolo 3.5 per la componente $\Delta CVER_{unit\ t}$ della delibera 28/12, si propone un aggiornamento dei valori all'anno T+1 sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese, ovvero, in subordine, un meccanismo di revisione annuale del tipo quello previsto al comma b) dell'articolo 43.1 del RTDG relativamente al tasso di variazione degli investimenti nelle immobilizzazioni centralizzate.

8 Disposizioni transitorie in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas naturale.

Prendendo atto dell'intenzione di procedere ad un prolungamento fino a tutto il 2013 del Terzo Periodo Regolatorio della regolazione sul tema della sicurezza, si evidenziano nel seguito significative criticità riguardanti alcune delle definizioni presenti nella regolazione vigente, in particolar modo quelle funzionali a distinguere le fattispecie di "acciaio protetto" da quelle di "acciaio non protetto", che necessiterebbero pertanto di una immediata chiarificazione.

Problematica concernente il tema "Acciaio protetto" e "acciaio non protetto"

Si fa notare che le definizioni ora utilizzate per distinguere acciaio protetto e non protetto, paiono discostarsi dalle vigenti Linee Guida APCE, causando una incoerenza interpretativa fra le norme tecniche e quelle regolatorie. È quindi essenziale ricondurre la dichiarazione alla ripartizione tra acciaio protetto (efficace + non efficace) ed acciaio non protetto (non comprende acciaio protetto non efficacemente) come peraltro previsto dalla regolazione del 2° periodo regolatorio (cfr. Del. AEEG 168/04)."

8.1 – 8.7 Sistema incentivante

Con particolare riferimento al sistema incentivante la riduzione delle dispersioni, si rappresenta la necessità di implementarne una profonda revisione, atteso che esso finisce per penalizzare inopinatamente le realtà con maggiore vetustà di metanizzazione (in particolare per quanto riguarda le dispersioni aeree relative alle connessioni realizzate in un differente contesto normativo, vale a dire in assenza di specifiche norme tecniche).

Preso atto comunque dell'intenzione di codesta Autorità ad una proroga per l'anno 2013, si propone di utilizzare il valore assoluto (il numero e non la percentuale di efficientamento) dei livelli tendenziali del 2012 anche con riferimento al 2013, in attesa che l'intera materia sia oggetto di intervento organico nel contesto del nuovo periodo regolatorio, ma di anticipare al 2013 il contenuto di cui al punto 24.2 ultimo bullet (meccanismo di contenimento del rischio per le imprese distributrici soggette alla regolazione), in quanto esigenza pacificamente riconosciuta dalla stessa Autorità.

Problematica delle segnalazioni di terzi

In merito alla regolazione incentivante, vale la pena evidenziare come sebbene l'intento dichiarato fosse quello di ottenere una maggior sicurezza delle reti e capacità di intervento dell'operatore in caso di dispersioni, nonché una maggiore efficienza, controllo e tutela della salute pubblica, la sua attuale formulazione non consente il raggiungimento dello scopo ed, anzi, trasforma l'intero "sistema" in un elemento di ostacolo al raggiungimento di tali finalità.

È infatti evidente che se la parte di incentivi legata al numero di misure valide del grado di odorizzazione è governabile dalla Società, quella legata alle dispersioni, pur in presenza di un impegno importante in termini di rinnovamento della rete e delle derivazioni di utenza non lo è altrettanto.

La metodologia, inoltre, individua come "segnalazione di terzi", computabile al fine di individuare l'ammontare delle penali/incentivi, anche quelle effettuate da personale dell'azienda o di imprese che lavorano per la stessa. Pertanto, se durante un intervento (e non durante l'attività di ispezione programmata) un dipendente dell'impresa individua una dispersione e la segnala prontamente al fine della sua eliminazione, questo che è un comportamento virtuoso, si trasforma dal punto di vista della metodologia in una penalità per l'azienda stessa; se invece, il medesimo dipendente non si attiva o, meno drasticamente, ne fa menzione informale consentendo l'esecuzione di un'ispezione programmata (che comporterà l'eliminazione successiva della dispersione, ma con necessitato ritardo), il comportamento meno virtuoso, sempre con riferimento alla metodologia, produrrà un vantaggio a scapito, però, delle finalità della delibera che nasceva per aumentare il grado di sicurezza e la qualità del servizio.

In altre parole, l'applicazione della norma ottiene il risultato opposto a quello prefissato: disincentivare il distributore dall'intensificare i "controlli indiretti e non programmati" sulle proprie reti.

Per quanto sopra, si richiede che vada da subito modificato il calcolo del Dt_{conv} di cui all'art. 32.6, escludendo dal computo delle dispersioni, quelle definite come "le dispersioni localizzate a seguito di segnalazione da parte di personale dipendente dell'impresa distributrice".

Computo degli incidenti da gas

Il sistema incentivante è subordinato all'assenza di incidenti da gas sull'impianto di distribuzione. L'articolo 32.19 della delibera 120/08 prevede, infatti, che: *"L'impresa distributrice, in caso di incidente da gas combustibile accaduto nell'anno di riferimento t sull'impianto di distribuzione j , appartenente all'ambito provinciale di impresa k , qualora abbia diritto per tale ambito ad incentivi per recuperi di sicurezza calcolati ai sensi dei commi 32.4 e 32.14, perde per l'anno di riferimento t il diritto a riscuotere tali incentivi per l'ambito provinciale di impresa k a cui appartiene l'impianto di distribuzione j . Quanto sopra non si applica nel caso in cui l'incidente sia stato provocato da una causa di forza maggiore o da terzi, a condizione che l'impresa distributrice sia in grado di documentarlo."*

Proponiamo pertanto, che tra gli incidenti provocati da “terzi” vengano anche inseriti quelli:

- provocati da imprese che, pur operando per conto dell'impresa distributrice, non effettuano attività “in gas” (imprese edili).
- causati da addetti dell'Impresa distributrice che, adottando un comportamento abnorme, volontario, imprevedibile ed arbitrario contravvengono alle precise disposizioni ed istruzioni impartite e che, pertanto, possano configurarsi come “terzi” rispetto all'Impresa distributrice stessa.

Definizione di incidente

Si propone di rivedere, in proporzione al danno, la definizione di incidente (vedasi art. 27.1 “danni a cose per un valore non inferiore a 1.000 euro” e art. 27.2 “il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno 24 ore”) e non opportuno penalizzare l'intero ambito provinciale per un incidente che avviene in un impianto.

Compiti del CIG

La delibera 120/08 non individua con precisione se i compiti del CIG nella raccolta dati dalle Imprese Distributrici e la successiva trasmissione all'Autorità siano di pura raccolta ed elaborazione o, anche, di analisi ed interpretazione. Pertanto l'articolo 27.5 che recita: “*Entro il 30 giugno di ogni anno il Cig comunica all'Autorità l'elenco degli incidenti da gas di cui sia venuto a conoscenza, accaduti nell'anno precedente a quello di comunicazione e relativi a gas distribuito a mezzo di rete, indicando per ciascuno di essi: (omissis)*”

dovrebbe essere integrato come segue:

27.5 Entro il 30 giugno (omissis) indicando per ciascuno di essi, sulla base della raccolta delle informazioni ricevute dalle Imprese Distributrici: (omissis)

Se, invece, il compito del CIG è anche quello di analizzare ed elaborare i dati ricevuti, è necessario che tale incarico sia meglio esplicitato. In tal caso ogni proposta di modifica del CIG alle informazioni ricevute dalle Imprese Distributrici dovrebbe avere evidenza formale.

Parte III linee di intervento per il quarto periodo di regolazione

9. Introduzione

Rileviamo che il DCO riporta una esigenza da sempre reclamata dai Distributori, ovvero, che: *“l’esigenza di certezza del quadro regolatorio assume rilevanza ulteriore nell’attuale contesto, caratterizzato, da un lato da una situazione di crisi che ha prodotto una restrizione delle condizioni di accesso al credito, dall’altro dalle straordinarie esigenze connesse alla partecipazione alle gare per l’affidamento del servizio nel nuovo assetto”*.

10. Durata del periodo regolatorio

Si ritiene auspicabile l’ipotesi di introdurre meccanismi di aggiornamento infra-periodo di alcuni parametri utilizzati, quali ad esempio il tasso di rendimento delle attività prive di rischio, già sperimentato per la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11. In tale senso, come già anticipato al paragrafo sui costi operativi dell’attività di misura, riveste particolare importanza introdurre meccanismi di valorizzazione delle prestazioni che vengono richieste ai Distributori, aggiuntive rispetto alla regolazione vigente alla data di definizione del COR (Costi Operativi Riconosciuti), e che possano costituire il corretto riconoscimento dei costi delle nuove attività (ad oggi, non risulta che il Distributore si sia visto semplificare le attività ma, al contrario, sono state previste sempre ulteriori impegni, a servizio del miglior funzionamento del sistema).

11. Criteri per il riconoscimento dei costi operativi.

Da un’analisi condotta sui livelli tariffari dei costi operativi nel terzo periodo di regolazione, per un gran numero di realtà impiantistiche emergerebbe una scarsa correlazione tra i costi reali e quelli riconosciuti utilizzando il driver del costo a PdR.

Sebbene, quindi, il riconoscimento di un costo a PdR risponda all’esigenza di semplificazione applicativa, registriamo una particolare penalizzazione delle imprese di grandi dimensioni operanti in aree con alta densità d’utenza non essendo in grado tale metodologia di tener conto del legame esistente tra i costi reali e l’effettiva consistenza degli “asset” in realtà caratterizzate, ad esempio da alta incidenza di Km di condotta interrata a PdR, ovvero, laddove è maggiormente diffusa la presenza di colonne montanti ecc.

Da questo punto di vista, se come proposto si andrà verso il superamento del concetto del “costo operativo” differenziato in relazione alla dimensione d’impresa, si dovrà individuare comunque un driver di calcolo della componente relativa ai costi di gestione utilizzando “elementi legati alla consistenza impiantistica gestita (lunghezza delle reti stradali e aeree, numero di cabine REMI, numero di cabine di II salto ecc.)..

Ad ogni modo è necessario avere evidenza, nel processo di consultazione, dei dati afferenti l’analisi comparata che l’AEEG intende svolgere per l’individuazione della frontiera efficiente dei costi operativi.

Fissazione dei livelli iniziali

Nella fissazione dei livelli iniziali, come già anticipato nella parte delle osservazioni generali riteniamo, che debba essere condotto un attento esame in merito ai maggiori costi operativi posti in capo ai distributori per tutte le innumerevoli “innovazioni” normative e regolatorie degli ultimi anni (si pensi a titolo di esempio ai costi di gestione delle incombenze documentali introdotte dal nuovo decreto sulle verifiche dei contatori, oppure alle cabine REMI, gascromatografi, obblighi PR introdotti dal decreto tutela, presa in carico delle colonne montanti per chi non le aveva ecc.).

Differenziazione dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi di distribuzione

Occorre preliminarmente osservare che l'attuale "driver" basato sul numero dei PdR attivi, non risulta coerente con l'effettiva struttura dei costi reali e dovrebbe essere superato utilizzando quanto meno il concetto di PdR gestito (PDR attivi + PDR contendibili).

Per quanto riguarda il driver di riconoscimento a PdR si ribadisce quanto sopra osservato circa il fatto che la densità di clientela non è l'unico fattore che influenza i costi operativi sostenuti dalle imprese.

A questo proposito si evidenzia che, per una più precisa e più equa remunerazione degli stessi, sarebbe opportuno distinguere i "costi operativi" in due filoni: "costi tecnici" e "costi amministrativi"; i primi sono influenzati, oltre che dalla densità della clientela, anche da fattori quali la dimensione dell'impresa (ad esempio per costi di approvvigionamento materiali), le specificità ambientali e territoriali entro la quale ogni impresa opera, le specificità della rete di distribuzione e del suo stato, ecc. I secondi sono influenzati dalla dimensione dell'impresa (alcuni costi amministrativi sono praticamente fissi indipendentemente dalle dimensioni dell'impresa e quindi di maggiore "impatto" sulle realtà più piccole), sull'evoluzione della legislazione e, soprattutto, della regolazione (adempimenti, raccolte dati, bonus gas, ecc.) prevedendo meccanismo di fissazione del valore iniziale, dei coefficienti correttivi nonché dei meccanismi di aggiornamento diversificati.

Fissazione degli obiettivi di recupero di produttività (X-factor)

Riteniamo necessario che nei prossimi DCO di dettaglio sia posta particolare attenzione all'esplicitazione su cosa s'intende per applicazione della simmetrica ripartizione tra imprese e clienti finali dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo regolatorio (art.11.11). Non risulta infatti chiaro se il livello di costi di partenza sarà calcolato partendo dai costi 2011 maggiorati del 50% della differenza tra i costi rilevati al 2011 e quelli riconosciuti.

In tal senso il testo sia l'articolo 11.5 sia l'art 11.15 sembrerebbe in contrasto con quanto indicato all'articolo 11.11.

Criteri per la determinazione dell'X-factor del quinto periodo di regolazione

Non è possibile in questa fase dare un giudizio sul contenuto dell'articolo 11.16 che per le motivazioni sopra specificate dovrà essere meglio esplicitato nei prossimi DCO.

12. criteri per la definizione del livello di immobilizzazioni nette riconosciute

Determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzati.

Con riferimento a quanto esposto al punto 12.1, occorre che sia indicata la data di riferimento sulla quale si determineranno i valori iniziali delle immobilizzazioni nette. Esiste, infatti, il forte rischio che non siano intercettati investimenti centralizzati conseguenti alle delibere più recenti.

Determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località.

La previsione di cui all'articolo 12.3 porta maggiore peso alla motivazione che sia previsto già a partire dal periodo provvisorio del 2013, l'incremento del WACC relativo all'effetto di time-shift degli investimenti (in analogia all'elettrico: cfr commenti sui punti da 7.5 a 7.9).

Per quanto attiene il tema della misura, si ribadisce quanto precedentemente espresso e pertanto, in linea con le tesi avanzate da molte imprese nel ricorso contro la deliberazione 28/2012/R/Gas presso il TAR ci dichiariamo non concordi alla determinazione dei valori per i nuovi investimenti per la misura secondo quanto previsto da tale provvedimento.

Aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni nette centralizzate.

Si concorda con i contenuti espressi.

Applicazione di costi standard per la valutazione dei nuovi investimenti relativi al servizio di distribuzione.

Si conferma quanto già commentato in precedenti documenti e in numerose altre occasioni in merito all'impossibilità di definire costi standard a livello nazionale (per via delle specificità aziendali e, soprattutto, territoriali che impattano fortemente sui costi dei lavori) e, pertanto, si conferma la non condivisibilità di tale metodologia.

Com'è noto, a giudizio del Regolatore l'adozione del MEAV comporterebbe benefici in termini di stimolo ad uno sviluppo efficiente degli investimenti del settore in quanto stabilire dei costi standard su categorie di opere a tecnologia matura e mercati di fornitura consolidati genererebbe efficientamento sui costi d'acquisto a beneficio del sistema nel suo complesso.

Questo non tiene conto del panorama nazionale di operatori ad oggi e, per almeno il prossimo periodo di regolazione tariffaria, ancora caratterizzato da un gran numero di operatori di dimensioni diverse nei confronti dei quali l'utilizzo di costi standard non fornisce alcuna garanzia circa la corretta rappresentazione economica delle diverse realtà impiantistiche.

Da questo punto di vista, infatti, la definizione di costi standard non può ragionevolmente tenere conto delle diverse incidenze dipendenti dalle condizioni geografiche, idrogeologiche, morfologiche, sociali ecc. ecc.

Pur volendo mediare i pesi di tali opere su driver di lunghezza delle tubazioni, densità popolazione, elementi geografici o altro, le diverse incidenze dei capitoli di spesa sopracitati corrono il rischio di sovra-remunerare soggetti a sfavore di altri che invece vedrebbero sottostimati i propri investimenti dando un vantaggio concorrenziale a quegli operatori diffusi sul territorio che possono contare su un effetto di contemporaneità nel dare e avere statisticamente favorevole.

Per quanto riguarda invece l'efficientamento dei costi, andrebbe anche tenuto conto che le imprese sono tenute per legge a realizzare le opere utilizzando procedure di gara pubblica. Siffatti investimenti andrebbero esonerati dall'applicazione del MEAV essendo i prezzi utilizzati di per sé i migliori e più efficienti di mercato. Questo aspetto, già segnalato in passato dalla Federazione, viene ribadito in quanto non può essere sminuito.

Di contro, proprio per l'impossibilità dei prezzi MEAV di cogliere tutte le diverse realtà, si potrebbero generare spinte al ribasso nei costi di realizzazione delle future opere a scapito della qualità e della sicurezza.

Tali motivazioni ostative appaiono ancora più cogenti nell'attuale congiuntura di settore, dovendo le imprese essere tutelate nei ritorni tariffari degli investimenti offerti nel piano economico finanziario delle gare per ATEM (si pensi al rapporto tra costi di investimento e gestione in funzione dei materiali impiegati nella realizzazione di opere tenuto conto che il gestore sarà presente nel territorio solo per 12 anni).

L'indubbia semplificazione del metodo MEAV potrebbe essere oggetto di attenzione laddove si arrivasse, a valle del primo periodo di affidamenti, ad un numero di operatori marcatamente minore anche in tal senso potrebbe costituire un ulteriore stimolo all'aggregazione.

A conferma di tali tesi, riconoscendo la complessità dell'identificazione di un prezzario articolato e non discriminatorio, il DCO stesso propone di limitare la metodologia per la valutazione dei nuovi investimenti a costi standard dalle categorie d'investimento maggiormente rilevanti e meno soggette a specificità che potrebbero rendere eccessivamente complessa l'attuazione della regolazione stessa. In tal senso riteniamo complicato se non impossibile individuare categorie di opere adatte allo scopo, essendo comunque tutte soggette ad una differenziazione quanto meno sui costi di acquisto dei materiali, con evidente discriminazione a vantaggio delle grosse realtà nei confronti delle medie e delle più piccole.

Anche se adottato solo per speciali categorie di opere, va comunque tenuto conto che l'applicazione del prezzario MEAV comporterebbe necessariamente un aggravio nelle reportistiche verso il regolatore e a carico dei soggetti distributori. Peraltro, le estrazioni dai sistemi informativi degli operatori funzionali a tali reportistiche potranno essere praticate a valle di opportuni progetti di implementazioni sui sistemi stessi, che dovranno essere necessariamente

avviati solo a valle della completa conoscenza degli elementi puntuali dell'eventuale prezziario. Per tale ragione, per ragioni squisitamente operative, le aziende associate ritengono plausibile un'applicazione del metodo MEAV a decorrere almeno dagli investimenti del secondo esercizio successivo all'uscita della delibera che fornisca tutti gli elementi applicativi e di dettaglio circa il metodo stesso.

Quanto sopra lascia ritenere auspicabile un rinvio della metodologia.

13. Fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito

Per il resto valgono le osservazioni precedenti esposte ai punti da 7.5 a 7.9 relativamente all'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di capitale.

14. Struttura delle tariffe obbligatorie

Si concorda con la necessità di un deciso aumento della componente "fissa" ed un'eventuale soppressione degli scaglioni stessi. In considerazione del fatto che la soppressione degli scaglioni impedisce la modulazione delle componenti aggiuntive (cfr art 14.5) potrebbe essere presa in considerazione l'idea di trasferire la responsabilità de "l'esazione" di dette componenti alle società di vendita (che già lo fanno, ad esempio, per le accise e le addizionali regionali) che continuerebbero in ogni caso a fatturare per scaglioni.

Nel caso sia mantenuta la componente variabile della tariffa obbligatoria, è valutata negativamente la possibile revisione dell'articolazione in scaglioni (a meno di una soppressione totale degli scaglioni stessi) in quanto tale ipotesi comporterebbe costi di adeguamento informatico senza apportare benefici reali.

Per quanto attiene la proposta di rivedere l'attuale impostazione dei livelli unitari di quota fissa per il servizio di misura introducendo una suddivisione in funzione della classe del gruppo di misura, si fa notare come l'introduzione del parametro tecnico "calibro contatore" necessita della modifica e dell'adeguamento dei sistemi di fatturazione delle società di distribuzione (oltre che di quelle di vendita), nonché la gestione di un ulteriore flusso di dati dai distributori alle società di vendita (ad oggi non previsto ad esempio all'interno del TISG di cui alla delibera 229/12). I misuratori possono inoltre essere sostituiti dal distributore in corso d'anno, anche con apparecchiature di calibro differenti, e questo determinerebbe un ulteriore elemento di rigidità per la fatturazione e un'ulteriore complessità gestionale.

Del resto questo tema era stato già affrontato in passato diverse volte (a cominciare dalla delibera 237/00) e si era scelto di abbandonare questa articolazione delle quote fisse (delibera 170/04) in quanto eccessivamente onerosa e complessa.

Pur condividendo l'obiettivo che si prefigge l'Autorità di migliorare l'aderenza delle tariffe ai costi, si fa notare che l'incidenza delle tariffe obbligatorie di distribuzione/misura è una minima parte del totale della spesa sostenuta da un cliente finale (ad esempio è inferiore al 15% per un cliente domestico); pertanto intervenire su una revisione della quota fissa di misura avrebbe un'incidenza veramente risibile sul cliente finale. Ad ulteriore argomentazione si pongono all'attenzione due aspetti:

- in un mercato liberalizzato, dove non vi è l'obbligo di ribaltare al cliente finale i costi di distribuzione (esistono infatti offerte "all inclusive" che non differenziano tra prezzi di vendita e distribuzione), il concetto del cost reflectivity potrebbe avere una valenza ridotta;
- la delibera 202/09 in merito ai layout dei documenti di fatturazione prevede che tutte le componenti relative ai servizi di rete siano esposte in modo aggregato (trasporto, stoccaggio, distribuzione, oneri e maggiorazioni), quindi il cliente finale non avrebbe la possibilità di vedere l'incidenza dei costi di distribuzione.

Si ritiene infine che costringere il distributore, in relazione a questo aspetto, a rilevanti interventi sul sistema di fatturazione e ad un appesantimento di flussi informativi tra distributore e venditori genererebbe inevitabilmente un aumento del livello dei costi operativi che, in ultima istanza, ricadrebbero sui clienti finali.

15 Ambiti di concessione, ambiti tariffari e ambiti per la qualità del servizio

Il cambio d'impostazione riguardo alla precedente socializzazione tariffaria d'ambito sugli investimenti, è da ponderare attentamente. Se è pur vero che il meccanismo fa ricadere maggiori costi su soggetti che non ne sono causa è anche vero che ciò permette di eseguire investimenti su territori montani scarsamente metanizzati (compensati dalla mancanza o scarsità di investimenti su altri territori dello stesso macroambito) con aumenti di costo generali (sul macroambito) di limitata entità. In considerazione che è probabile che le gare d'ambito già stabiliranno dei punti d'equilibrio tra richieste di investimenti sul territorio e altre esigenze (se si chiedono più investimenti ci si dovrà aspettare meno canone), potrebbe essere presa in considerazione l'ipotesi diametralmente opposta cioè, la creazione di un ambito tariffario (obbligatorio) unico nazionale. Tale soluzione avrebbe anche il vantaggio collaterale di una diminuzione dei costi per le imprese di vendita. In ultimo l'applicazione di tariffe obbligatorie di "Atem" rende difficile l'applicazione dei meccanismi di perequazione (e, infatti, l'art 16 ne ipotizza l'abolizione).

Pur consapevoli che le prossime gare genereranno parametri tariffari necessariamente legati all'ATEM (ad esempio il delta VIR/RAB o in ogni caso tutto ciò che è legato all'offerta di gara), non si condivide l'ipotesi di frammentare la tariffa obbligatoria passando dagli attuali 6 macroambiti sovraregionali ai futuri 177. Tale cambiamento introdurrebbe un'ulteriore complessità gestionale e si configurerebbe come un passo indietro rispetto alla razionalizzazione compiuta nel 2009, costituendo altresì una forte barriera all'apertura del mercato.

Per contemperare le opposte esigenze di semplificazione e aderenza della Tariffa Obbligatoria ai prossimi scenari di gare si propone di lasciare inalterato il numero di macroambiti sovraregionali (o al limite di passare all'unico ambito nazionale) mantenendo invariata la struttura tariffaria attuale e di introdurre una o più specifiche componenti tariffarie a valere solo per gli utenti del singolo ATEM, alla stregua di quanto fatto per il bonus gas o per la componente canoni comunali.

16 Meccanismi di perequazione

Si manifesta la più assoluta contrarietà all'eliminazione del meccanismo di perequazione.

L'attuale meccanismo di perequazione consente, come noto, di eliminare le differenze esistenti legate da un lato ad una redistribuzione dei ricavi tra distributori dello stesso ambito tariffario e, dall'altro, ai maggiori o minori volumi trasportati rispetto a quelli utilizzati per il dimensionamento della tariffa obbligatoria di macroambito. L'abolizione della perequazione in ragione di Tariffe Obbligatorie diverse per ambito di concessione (da noi in ogni caso non condiviso per le ragioni espresse al punto 15), avrebbe senso solo in una condizione a regime e lascerebbe comunque in capo al distributore il rischio volume; rischio che non deve essere lasciato in capo all'attività di distribuzione avendo queste peculiarità e caratteristiche caratterizzate da una preponderanza di costi indipendenti dai volumi distribuiti.

Per tali motivi, non si considerano adeguati e opportuni i meccanismi alternativi di gestione degli squilibri legati ai volumi prefigurati al punto 16.2; ovvero meccanismi di bilanciamento intertemporale che consentano di recuperare gli squilibri emersi nell'anno t , connessi a variazioni dei volumi effettivi rispetto ai livelli stimati, mediante la correzione delle tariffe dell'anno $t+2$, per i seguenti motivi:

- 1) influenza della stagionalità sui ricavi di esercizio che diventa criticità, anche in sede di formulazione dei budget
- 2) aggravio dell'attività gestionale (rimarrebbe la necessità di produrre gli attuali report per la definizione dei ricavi effettivi e dei ricavi riconosciuti; introduzione di nuovi report per il recupero degli sbilanciamenti pregressi)
- 3) allungamento dei tempi per la chiusura degli sbilanciamenti pregressi (oggi la chiusura della perequazione su un anno si ottiene con la chiusura dei conguagli di fatturazione; con la soluzione proposta nel DCO 341/2012 la chiusura sarebbe legata alla corretta

definizione dei volumi stimati da parte dell'AEEG in occasione della determinazione della tariffa obbligatoria) con i relativi effetti finanziari

- 4) rischio di mancato recupero della perequazione per i soggetti che non dovessero risultare vincitori della gara d'ambito (e probabile, iniquo, recupero dello stesso a favore del soggetto subentrante).

L'eventuale recupero dei mancati ricavi (per effetto termico) nella tariffa del secondo anno successivo comporta problemi già vissuti nel secondo periodo regolatorio compreso il mancato recupero dell'effetto volume alla fine del periodo regolatorio (tra l'altro uno degli argomenti di ricorso al Tar e CdS). L'assoluta necessità di garantire la certezza dei ricavi e limitare sia le incertezze sia gli effetti finanziari comporta il mantenimento del meccanismo di perequazione analoghi agli attuali.

17 Trattamento dei contributi pubblici e privati

In relazione al trattamento dei contributi pubblici e privati si rende necessario che sia specificato quanto segue.

I contributi che non generano tariffa sono unicamente quelli statali a “fondo perduto”; pertanto, eventuali contributi degli enti locali alle aziende, finalizzati alla costruzione di impianto, devono “generare tariffa” esattamente come le parti di impianto costruite direttamente a spese dell'ente locale stesso pena il mancato riconoscimento della equivalente quota tariffaria all'ente locale.

Le parti di impianto costruite da lottizzanti a scomputo di oneri di urbanizzazione devono anch'esse “generare tariffa” come se fossero costruite direttamente a spese dell'ente locale stesso (anche perché, concettualmente, il Comune avrebbe potuto riscuotere gli oneri e con quelli costruire la rete di distribuzione).

A riguardo si propone di valutare, anche attraverso specifica consultazione, quali fonti contabili rendere utilizzabili ai fini del riconoscimento in tariffa, tenuto conto delle diverse prassi di contabilizzazione dei lavori tenute dagli enti comunali

Non si concorda sul fatto che i contributi privati (es contributo d'allacciamento) siano in parte portati in deduzione dei costi operativi e in parte in diminuzione del capitale investito. Per coerenza contabile e bilancistica sarebbe opportuno che sia adottata una sola delle due soluzioni:

- contributo a intera riduzione dei costi operativi: quindi a livello contabile contributo come “ricavo” e riduzione di costo operativo (ma comunque nei limiti del contributo ricevuto e in un preciso e predeterminato lasso temporale di “competenza”) come “costo”
- contributo portato interamente a “nettare” l'investimento effettuato con effetto solo sullo stato patrimoniale (variazione cespiti pari alla differenza tra quanto investito e relativo contributo) tenendo comunque conto dell'effetto fiscale legato all'incasso del contributo stesso.

Si tiene a precisare che nel caso sarà scelta la strada dell'investimento netto dovranno essere applicati i principi di cui all'art 17.4 per impedire effetti relativi a “capitali investiti negativi”.

Su quest'importante tema, caratterizzato da variazioni della RAB in funzione del trattamento dei contributi, ci riserviamo di analizzare le proposte delle annunciate prossime consultazioni di dettaglio in quanto, qualora si debba interrompere il degrado di contributi, sia pubblici che privati, si genererebbe un'imposta e onerosa forma di finanziamento ai distributori che starebbero, di fatto, finanziando al WACC la quota di capitale che secondo l'interpretazione dell'Autorità sarebbe una mera anticipazione di cassa da parte dello Stato o dei clienti finali. In tale eventuale ottica sarebbe quindi corretto adottare un riferimento per tali finanziamenti agli effettivi tassi presenti nei mutui accesi tramite la Cassa Depositi e Prestiti per quanto attiene i contributi pubblici e al tasso legale di sconto per quanto attiene i contributi privati.

18 Incentivazioni agli investimenti

Poiché la logica di una remunerazione aggiuntiva per alcune categorie d'investimenti risiede nella volontà di superare gli extra costi relativi e accelerarne la realizzazione, proponiamo di contemplare gli interventi finalizzati a rendere accessibili i misuratori, vale a dire:

- opere di razionalizzazione del punto di riconsegna del gas con spostamento dei misuratori al di fuori degli ambienti domestici, in posizioni di completa accessibilità posti in prossimità del confine di proprietà o in appositi vani centralizzati non accessibile; detti oneri dovrebbero comprendere anche un possibile contributo a “fondo perduto” destinato agli utenti finali a copertura (parziale o totale) dei costi di “riallacciamento” degli impianti interni
- opere di risanamento degli impianti di derivazione d'utenza – parte aerea (c.d. colonne montanti) con l'utilizzo di soluzioni tecnologiche innovative in grado di ridurre il rischio di dispersioni
- infrastrutture (nuove o potenziamenti) realizzate per la per consentire la fornitura di utenze destinate alla distribuzione di gas naturale per autotrazione e per l'utilizzo del biometano;

Gli interventi relativi ai misuratori renderebbero possibile l'effettiva possibilità di interrompere l'erogazione del gas per morosità. Ubicare, inoltre, i contatori al di fuori degli edifici migliorerebbe la sicurezza in caso di perdita del misuratore e renderebbe più semplici le operazioni di interventi per emergenza da parte dei Vigili del Fuoco.

Inoltre le altre categorie d'opere suscettibili di incentivazione in quanto connesse ad interventi rispondono a interessi di carattere più generale quali la normativa ambientale o urbanistica.

Si ritiene che per la misurazione degli obiettivi raggiunti ai fini dell'incentivazione, la valutazione ex post non sia la forma preferibile a causa degli output difficilmente misurabili. Si è pertanto convinti che sia preferibile una forma d'incentivazione in logica input che preveda come garanzia un sistema di controlli a campione.

19 Riforma dei contributi di connessione

I contributi di connessione sono spesso disciplinati da accordi con enti locali il cui superamento potrà avvenire solo dopo le prossime gare.

Si rimanda pertanto la trattazione ai prossimi DCO.

20 Attuazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11

Riconoscimento dello scostamento tra valore di rimborso (VIR) e valore degli asset ai fini regolatori (RAB)

L'articolo 24, comma 3, del Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93 espressamente prevede che: "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi di cui all'articolo 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso, come determinato ai sensi del decreto di cui all'articolo 46-bis, comma 1, del decreto legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località".

In altre parole la differenza tra il Valore di RAB (Regulatory Asset Base) e il Valore di VIR (Valore Industriale Residuo), riconosciuto come Valore Rimborso al Gestore Uscente (RGU) da parte del gestore entrante, dovrà trovare congruo riconoscimento nel sistema tariffario, dove tale riconoscimento, al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario degli operatori come stabilito

dalla legge 481/95, dovrà ovviamente riferirsi, oltre che alla semplice copertura, anche alla remunerazione del capitale stesso, che potrà essere valorizzata al medesimo tasso di remunerazione della RAB (WACC), tenendo quindi conto sia della remunerazione della quota Equity sia degli oneri finanziari cui l'impresa è soggetta per accedere al finanziamento dell'iniziativa.

Mal si comprende quindi l'interpretazione data alla norma primaria sopra citata nel DCO, all'articolo 20.2, quando si fa riferimento allo sviluppo di una metodologia di analisi dei valori di rimborso al gestore uscente che consenta la verifica ai fini di valutare la reale integrale riconoscibilità di tali costi. Tanto più se tale metodologia di analisi viene sviluppata su ipotetici costi standard in merito ai quali valgono le osservazioni riportate nei paragrafi precedenti.

Vale la pena ricordare che un eventuale valore anomalo della differenza tra VIR e RAB potrebbe anche dipendere dal mancanto riconoscimento di investimenti per impianti esistenti (quindi inclusi nel VIR) ma non riconosciuti nel sistema tariffario (RAB) per la mancanza di elementi documentali non reperibili presso soggetti terzi.

In siffatte condizioni si aumenta la componente di rischio dei partecipanti alle gare di ambito diversi dal gestore attuale non avendo in fase di gara la certezza del riconoscimento di quanto pagato per il rimborso del gestore uscente.

Ferma restando, quindi, la possibilità di istituzionalizzare modalità di controllo sui dati economici e di consistenza, nonché la potestà di effettuare approfondimenti su situazioni ritenute eventualmente anomale, l'Autorità dovrà riconoscere in tariffa lo scostamento tra VIR e RAB.

Per quanto riguarda le modalità di erogazione del riconoscimento non si concorda con la mancata previsione di una remunerazione del capitale ed un utilizzo del wacc fondato sul solo capitale di debito: al fine di creare un sistema coerente in tutte le sue parti, il tasso di attualizzazione si ritiene debba essere pari al tasso di remunerazione della RAB (WACC), in base all'assunzione realistica che le fonti di finanziamento non provengano dal solo capitale di debito ma siano diversificate fra capitale di debito e capitale di rischio.

A tal proposito, vale la pena chiarire se con le disposizioni contenute nell'art. 20.7 s'intende il sistema d'ammortamento c.d. alla francese (a rate costanti).

Sempre sul riconoscimento in tariffa dello scostamento tra VIR e RAB come rata annua posticipata d'ammortamento, appare opportuno riconoscere un'ulteriore maggiorazione di WACC che tenga conto del *regulatory lag* e ciò per l'inevitabile differimento temporale con il quale detto scostamento viene riconosciuto in tariffa.

All'art. 20.1, quando si richiama l'articolo 24, comma 3, del Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e in quest'ultimo si fa riferimento al "*gestore entrante*", occorre chiarire che in caso d'aggiudicazione della gara da parte del gestore uscente a quest'ultimo venga riconosciuta in tariffa la differenza tra VIR e RAB.

In tal modo si consentirà a tutti i partecipanti alla gara, la possibilità di fare previsioni sullo stesso ammontare di ricavo regolato coerentemente con la previsione dell'Allegato B (Schema Piano Industriale—Istruzioni per la redazione) dell'Allegato 3 (Disciplinare di gara tipo) del Decreto 12 novembre 2011, n. 226 (Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale).

Ai fini della concorrenza, inoltre, si evidenzia che tra le condizioni economiche oggetto di valutazione ai fini dell'aggiudicazione della gara, rientra anche l'entità dello sconto rispetto a quanto nelle tariffe sarà riconosciuto per la differenza tra VIR e RAB.. (art. 13 del Regolamento criteri).

Inoltre, a prescindere dal momento in cui viene stabilito il valore del VIR (prima o dopo la gara per la definizione di eventuali contenziosi) e quindi il valore di rimborso del gestore uscente (come previsto dall'art. 5, comma 16 del "Regolamento per i criteri di gara" suddetto), si ritiene che al gestore entrante debba essere comunque riconosciuta la differenza tra VIR e RAB posta a base d'asta.

Aggregazione dei distributori con meno di 50.000 clienti finali

Nessun commento

21. Attuazione delle disposizioni del decreto ministeriale 19 gennaio 2011.

Misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare.

Non è chiaro come gli incentivi tariffari, potrebbero spingere i Gestori ad abbandonare anticipatamente delle concessioni (visto che non riscuoterebbero più tariffa).

Misure per l'accorpamento degli ambiti con numero di clienti inferiore a 100.000

Riteniamo che un'eventuale incentivazione agli Enti concedenti non può che trovare finanziamento in componenti tariffarie (ma a questo punto risulta difficile vedere il vantaggio per il cliente finale – anche un'eventuale volontà di ribaltamento sullo stesso di supposti risparmi conseguibili dal Distributore sull'ambito "allargato" è di difficile applicazione in quanto scarsamente determinabile a priori o, comunque, in via generale ed in ogni caso potrebbe generare risorse insufficienti).

22. Regime individuale.

Si concorda con quanto riportato.

23. Distribuzione di gas diversi per mezzo di reti canalizzate.

Per le stesse motivazioni espresse per le tariffe del gas naturale non si condivide l'ipotesi di utilizzare il MEAV come modalità di valutazione degli investimenti. Tanto più se la metodologia è usata per il calcolo degli asset attuali e non futuri,

24. Regolazione della sicurezza e della continuità del servizio

Efficacia della regolazione premi – penalità.

Sull'argomento la scrivente Federazione ha commissionato uno studio che partendo dall'analisi dei dati richiesti dall'Autorità ha individuato eventuali parametri suppletivi, che possano meglio rappresentare le azioni svolte dai distributori per i recuperi di sicurezza negli impianti gestiti.

I risultati dell'analisi furono illustrati alla Direzione Qualità nel corso di un incontro tenutosi presso i vostri uffici dell'Autorità lo scorso 12 luglio 2011. In seguito è stata inviata all'Autorità una memoria scritta, contenente sia lo studio di cui sopra, sia una serie di altre questioni emerse da segnalazioni ricevute dalle Associate nel dare corso alle disposizioni dell'attuale periodo di regolazione sulla qualità.

Tutto ciò premesso ci dichiariamo disponibili a riprendere le analisi già ampiamente discusse e anticipate che si sostanziano nelle proposte ai temi di seguito riassunti:

Perimetro di calcolo degli incentivi e penalità.

Si propone di utilizzare come base per il calcolo l'entità impianto e non l'ambito provinciale. Calcolando i livelli e le performance attese per ambito si mescolano situazioni diverse e si elimina un dettaglio informativo utile sia ai Distributori sia all'Autorità.

DTA vs DT conv

Riteniamo non equo confondere dispersioni relative alla rete interrata con quelle relative alla rete aerea (almeno non nelle proporzioni previste dalla regolazione attuale). Sulla componente DTA il distributore può essere impossibilitato ad intervenire.

“...., le attività e gli investimenti messi in atto da un distributore di gas per la riduzione delle dispersioni producono di norma effetti sulla componente “dispersioni” in tempi più lunghi e non sempre direttamente proporzionali....” Fonte Rel. AIR

Acciaio protetto e non protetto

Come già anticipato nelle osservazioni al punto 8, si ritiene opportuno rendere coerenti le disposizioni regolatorie con quelle tecniche riguardo al tema dell' acciaio protetto e non protetto, che attualmente paiono essere disallineate fra loro, chiarendo al contempo le disposizioni riguardanti l'acciaio non protetto efficacemente.

Nuovo “indicatore recupero sicurezza”

Appare necessario creare un indicatore composto di più variabili opportunamente pesate che diano una rappresentazione multidimensionale del presidio della sicurezza da parte del distributore tipo:

- Dispersioni interrate segnalate da terzi (non con moltiplicatore 10 ma 5 come nella precedente regolazione)
- Dispersioni aeree (derivazioni d'utenza)
- Dispersioni aeree (gruppi di misura accessibili o solo quelle classificate A1 e A2)
- Variazione del grado di odorizzazione medio annuo (che permetterebbe anche di “penalizzare” chi ottiene DTCONV migliore diminuendo il grado di odorizzazione)
- Percentuale di superamento degli standard minimi imposti (ricerca programmata, risanamento rete, messa in protezione catodica, telecontrollo dei gruppi di riduzione).

Tale indicatore potrebbe intercettare la reale configurazione di rete e l'azione posta in essere dal Distributore rispetto alle differenti attività e delle quali può rispondere, superando un sistema che ha creato una divergenza tra le pratiche messe in atto dal Gestore di rete per finalità di sicurezza e le responsabilità che vengono a questi attribuite.

Livelli diversificati per distinte parti di impianto - franchigia

Tenuto conto che sulla parte aerea appare difficile ottenere risultati apprezzabili, tenuto conto della complessità di intervento e bonifica di tale parte di rete, si propone di utilizzare due livelli tendenziali: uno per le dispersioni interrate e uno per le dispersioni aeree (se non addirittura per ciascuna tipologia di localizzazione). Oltre a concordare con quanto successivamente riportato nell'articolo 24.3 del DCO (obbligatorietà o meno dell'applicazione del sistema incentivante in funzione di parametri da definire), per ciascuno di questi livelli (o sempre in base ai suddetti parametri), si propone di allargare la zona di franchigia per il parametro P_{disp} ($- 0,15 < P_{disp} < + 0,15$) o di renderla asimmetrica ($- 0,15 < P_{disp} < + 0,05$).

Tale allargamento potrebbe arrivare all'annullamento delle penali laddove, a fronte del subentro di un nuovo gestore o dell'uscita del vecchio, le performance di entrambi non possano essere ragionevolmente rapportabili ai periodi precedenti.

Orizzonte temporale ed altri effetti distorsivi.

“..Le attività e gli investimenti messi in atto da un distributore di gas per la riduzione delle dispersioni producono di norma effetti sulla componente “dispersioni” in tempi più lunghi....” (rel. AIR del.120/08).

Se tale tema era già rilevante in passato si ritiene che con il programma di dismissione della ghisa grigia, che terminerà nel 2014, l'effetto sulla riduzione delle dispersioni sarà, oltre che molto ridotto, anche con effetti temporali molto più lunghi.

In merito poi alla futura sostituzione massiva dei contatori sarebbe necessario che la nuova regolazione prevedesse di detrarre, dal computo delle DTA, il numero di dispersioni riscontrate a seguito di accertata “difettosità” di “lotti” di contatori installati. Paradossalmente in situazioni dove le dispersioni al contatore avevano una loro “stabilità” numerica l’avvio di una massiccia campagna di sostituzione ha causato, per la difettosità di alcuni lotti di contatori emersa qualche mese dopo dall’installazione, un considerevole aumento delle segnalazioni per dispersione.

Semplificazione della regolazione

Raccolta dati periodica

In occasione della stesura del nuovo RQDG, in relazione alla trasmissione dei dati sulla consistenza della rete, merita introdurre, nel Titolo I (definizioni) le precisazioni sulla terminologia adottata specificando, anche facendo riferimento alle norme UNI 9165, cosa si può comprendere come: rete rinnovata, risanata, dismessa, lunghezza in acciaio non protetta catodicamente, ghisa trattata, ecc.

Parallelamente dovrebbe esistere una griglia che aiuti il Distributore nella compilazione corretta e coerente dei dati di consistenza e che consenta di inserire, oltre ai dati parziali, quelli complessivi in modo da verificarne la “quadratura”.

Alcuni esempi:

“Lunghezza di rete di acciaio non protetta catodicamente”: tale lunghezza comprende tutti e solo i tratti interrati superiori ai 12 metri che non sono in protezione catodica, escludendo pertanto, come da normativa vigente, i tratti che non necessitano di tale protezione?.

"Lunghezza rete gas risanata": il mantenimento della rete esistente ma risanata con tecniche NO-DIG

"Lunghezza rete gas sostituita": la rimozione di tratte di rete esistente e la posa di nuove tratte utilizzando la medesima sede di posa.

“Lunghezza rete gas dismessa”: rete messa fuori servizio indipendentemente o meno dal fatto che ne sia stata posata una nuova.

Si concorda che lo standard relativo alla verifica del gruppo di misura vada semplificato.

Inoltre, considerato che:

- l’attività di rinnovamento delle reti sta proseguendo e avrà termini pressoché certi;
- i Distributori sono molto attenti al rispetto delle normative vigenti relativamente ai processi che regolano l’interruzione con preavviso della fornitura gas e la conseguente riattivazione;
- la registrazione dei dati non fornisce valore aggiunto ai fini della sicurezza e continuità;

si propone di abbandonare la registrazioni dei dati delle interruzioni con preavviso (brevi, lunghe e relativi tempi convenzionali).

Si evidenzia come nell’attuale regolazione non sia chiaramente definita (a fini di dichiarazione) l’immissione nella rete di distribuzione di gas da pozzi e in prospettiva di biometano.

Utilizzazione di Documentazione digitale

Si ritiene importante favorire l’utilizzo della documentazione digitale in modo da rendere la gestione dei dati (Rapporti di Pronto Intervento e altri) più efficiente. Come soluzione non invasiva e a basso impatto, si propone di permettere transitoriamente l’utilizzo alternativo d’entrambi i formati, cartaceo e informatico, per favorire l’innovazione tecnologica, nonché l’utilizzo di sistemi WFM e palmari.

25 Regolazione della qualità commerciale

Standard di qualità

Considerati gli attuali standard generali si esprime contrarietà a che siano trasformati in standard specifici.

Non si condivide l'ipotesi della possibile trasformazione in standard specifico del "tempo di risposta motivata a reclami", ora standard generale per le seguenti ragioni:

- a) evitare comportamenti opportunistici da parte del cliente finale, che potrebbe essere incentivato ad inviare, per la stessa vicenda, reclami separati al Venditore (già soggetti a standard specifico) ed al Distributore (se appunto fossero soggetti a standard specifico), al fine di lucrare possibili indennizzi;
- b) coerenza con la recente regolazione della qualità commerciale elettrica, che non prevede che tale standard sia specifico;
- c) evitare ulteriori complessità per l'esercente nella suddivisione tra "reclami" (soggetti a standard specifico) e "richiesta di informazioni" (non soggetti a standard specifico), ora inseriti in un unico cluster.

Sotto un profilo più ampio, si segnala piuttosto la proposta di eliminare, per i reclami e le richieste d'informazioni, il regime del c.d. "doppio binario" e cioè la possibilità, ora vigente, per il cliente finale di indirizzare un reclamo sia al proprio Venditore sia al Distributore, prevedendo invece la implementazione di un obbligo di servizio, a carico di quest'ultimo, di inoltrare il reclamo/richiesta di informazioni ricevuto da parte di un soggetto contrattualizzato al Venditore, che potrà richiedere le informazioni necessarie per il relativo riscontro al Distributore. Si ricorda, infatti, in proposito che esiste da tempo una prestazione (denominata "messa a disposizione di dati tecnici") che obbliga il Distributore a riscontrare tempestivamente, a pena di indennizzo automatico, le richieste del Venditore necessarie a riscontrare detti reclami. In tali condizioni, il mantenimento del "doppio reclamo" genera ridondanze e carichi gestionali che non appaiono giustificabili. Rimarrebbe ovviamente il diritto del soggetto non contrattualizzato (ad es. il soggetto che richiede un allacciamento) di rivolgere il proprio reclamo/richiesta di informazioni direttamente al Distributore.

Tempo esecuzione lavori

Si dovrebbe tenere conto che i tempi d'ottenimento delle autorizzazioni di terzi (enti o privati che siano) influiscono pesantemente sui tempi d'esecuzione dei lavori, anche semplici. Pertanto si ritiene opportuno dare la dovuta evidenza a questa problematica e regolare le procedure di sospensione dei tempi come risulta già regolato nel settore elettrico (TIQE).

26. Regolazione della qualità del servizio di misura

Si ritiene opportuno rivedere il livello di qualità introdotto sulla rilevazione delle letture dalle delibere 145/10 e 147/10. Dal punto di vista applicativo, l'introduzione degli intervalli (per di più asimmetrici per i semestrali e annuali) calcolati sul singolo PDR ha comportato notevoli difficoltà organizzative e gestionali nonché un notevole "sgranamento" (nel tempo) dei periodi di lettura di ogni PdR rispetto al suo intervallo iniziale pianificato. In tali circostanze la gestione delle letture massive diventa difficile ed estremamente onerosa.

Si propone, pertanto, di modificare l'impostazione con una più generica, del tipo: X volte (per classe di prelievo) ogni 365 giorni con intercorrenza non inferiore a Y giorni (metodologia comunque da approfondire in sede di consultazione specifica).

Si evidenzia in ultimo che il miglioramento delle performance (nel caso specifico raccolta delle misure ma il principio vale generalmente) non può essere separato dall'aumento dei costi base

riconosciuti (considerando che la richiesta d'aumento di efficienza è già intercettata dall'applicazione dell'x-factor).

Infine, si pone l'attenzione sulla necessità di individuare preliminarmente ed accuratamente le problematiche relative alla raccolta della misura con riferimento alle differenti fattispecie (lettura di ciclo, lettura di switch, misuratori accessibili, parzialmente accessibili o non accessibili, ecc.) prima di fissare i nuovi standard di qualità commerciale. E' evidente, infatti, che a seconda della tipologia considerata esistono diversi livelli di difficoltà tecnica nella raccolta della misura.

Si evidenzia, infine, l'opportunità di raccordare più compiutamente le diverse disposizioni incidenti sull'attività di misura e la relativa qualità quali: il TIVG, RQDG e deliberazione 229/2012/R/gas (settlement).

Preventivi veloci

Si premette che l'implementazione del preventivo veloce anche alla distribuzione del gas naturale deve tenere conto delle peculiarità che tutt'ora contraddistinguono questo settore rispetto a quello della distribuzione dell'energia elettrica (minore standardizzazione, ecc.).

Tutto ciò premesso, si ritiene, anche in considerazione delle prescrizioni di cui all'Allegato A del D.M. 16 aprile 2008 relative al rispetto della UNI 9860, che il preventivo veloce potrebbe essere in ogni caso circoscritto alle richieste di spostamento di misuratore che rispettino contestualmente le seguenti condizioni:

- attuale condizione del misuratore come “non accessibile”;
- nuova ubicazione misuratore (avente le medesime caratteristiche in termini di portata e pressione di fornitura) in prossimità del confine di proprietà ed in corrispondenza dell'allacciamento interrato esistente, in modo che il misuratore risulti accessibile;
- opere edili per la realizzazione del/degli alloggiamento/i del gruppo di misura e/o dell'eventuale gruppo di riduzione a cura e carico del richiedente.