

**RISPOSTA DI ENEL RETE GAS S.p.A. AL
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 341/2012/R/GAS**

**“CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA E DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS PER IL QUARTO PERIODO DI
REGOLAZIONE”**

OSSERVAZIONI GENERALI

Enel Rete Gas S.p.A. formula le proprie osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità illustrati nel documento di consultazione (di seguito anche DCO) in materia di criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 4° periodo di regolazione ed in materia di proroga al 2013 dei criteri del corrente periodo regolatorio 2009-2012.

La presente consultazione e quelle che seguiranno si ritengono particolarmente importanti – ed Enel Rete Gas desidera parteciparvi costruttivamente, in spirito propositivo – perché riguardano un periodo di regolazione in cui si verificherà una notevole trasformazione del sistema della distribuzione gas attraverso i nuovi affidamenti per ambito territoriale. La regolazione del nuovo periodo che sarà definita anche sulla base di quanto emerso nelle consultazioni, “traghetterà” la distribuzione gas dal sistema attuale al nuovo scenario delle gestioni per ambito e dovrà quindi tener conto di questa nuova prospettiva, assicurando comunque meccanismi di stabilità, prevedibilità e certezza dei ricavi, indispensabili per rendere possibile l'attuazione dei piani di investimento che dovranno essere affrontati dalle imprese.

Alla luce del ritardo nell'assestamento della vigente regolazione tariffaria e della complessa fase di transizione che sta vivendo il settore della distribuzione gas (con i nuovi affidamenti per ambito territoriale e con le importate novità in materia di misura introdotte dalla delibera ARG/gas 155/08 e s.m.i.), l'ipotesi di **estensione al 2013 del periodo di validità dell'attuale regolazione in materia di tariffe** (RTDG) e di qualità del servizio di distribuzione (RQDG) si ritiene ragionevole e accettabile, purché vengano introdotte sin da subito (quindi già dal 2013) alcune integrazioni su aspetti, riguardanti soprattutto la regolazione tariffaria, che nel DCO sono prefigurati solo in parte o solo a partire dal nuovo periodo regolatorio. Si fa riferimento in particolare:

- all'introduzione di una modalità di **compensazione del lag nel riconoscimento degli investimenti** (che anzi, dovrebbe essere introdotta anche per le tariffe di cui deve essere ancora effettuata l'approvazione, ovvero quelle dell'anno 2011 e 2012);
- all'adozione di un'**adeguato aggiornamento del WACC** per tener conto della specifica rischiosità



della distribuzione gas (rispetto, ad esempio, alla distribuzione elettrica che può contare su differenti modalità di assegnazione e su periodi di affidamento di durata notevolmente superiore), oltre che dell'effettivo tasso di rendimento dei BTP da assumere quale base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto; tale tasso, in continuità con quanto sin qui adottato, dovrebbe essere identificato nella media su 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale benchmark rilevato dalla Banca d'Italia, senza cambiare il periodo assunto come riferimento (12 mesi).

Per quanto riguarda l'aggiornamento per il 2013 delle componenti a copertura dei costi operativi, si osserva che vi sono costi sostenuti dalle imprese per la gestione di talune nuove onerose attività che il distributore si trova obbligato a svolgere, per le quali ad oggi non si vede riconosciuta alcuna copertura (ad esempio per la gestione delle richieste di bonus gas o per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica con acquisizione dei corrispondenti TEE ad un costo di mercato sensibilmente superiore al contributo tariffario).

In attesa di un aggiornamento delle componenti riferite ai costi operativi per il nuovo periodo di regolazione che possa intercettare anche i costi inerenti tali attività e alla luce dei recuperi di produttività cumulati già totalizzati in passato e dei margini inevitabilmente decrescenti per eventuali ulteriori recuperi, si ritiene che per il 2013 debba essere mantenuto lo stesso livello di costi operativi riconosciuto nell'ultimo anno del corrente periodo regolatorio (2012).

Per quanto riguarda gli orientamenti prefigurati per il 4° periodo di regolazione tariffaria, si ritiene che l'estensione a 5/6 anni della durata del periodo di regolazione vada nella direzione di rafforzare la stabilità di prospettiva che è opportuno caratterizzi la regolazione, in particolare alla vigilia di una stagione di importanti investimenti come quelli che dovranno essere affrontati in relazione ai nuovi affidamenti per ambito territoriale.

In merito alla valutazione delle nuove immobilizzazioni di località relative al servizio di distribuzione, si osserva che i nuovi investimenti deriveranno principalmente, come ricordato, dai piani di sviluppo/rinnovamento degli impianti stabiliti in occasione dei prossimi affidamenti per ambito, piani che l'impresa di distribuzione sarà tenuta ad attuare risultando in gran parte di fatto predeterminati nell'entità economica e nelle tempistiche di realizzazione.

In considerazione di quanto sopra si ritiene necessario, al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, adottare per i nuovi investimenti una struttura tariffaria che rifletta i costi sostenuti; ciò anche considerando che questi sono desumibili da bilanci certificati, per effetto dell'obbligo di certificazione del bilancio per le imprese di distribuzione (art. 14, comma 10, D.Lgs. 164/00) ormai in essere da oltre 10 anni.

Non si concorda pertanto, in linea generale, con l'introduzione per i nuovi investimenti di una metodologia basata su costi standard, a meno che questi siano opportunamente modulati per tener conto delle specificità che potrebbero caratterizzare i piani di investimento dei singoli ambiti

di affidamento.

L'adozione di criteri di valutazione degli investimenti a costi standard, applicati a partire dalle categorie di investimento più rilevanti, potrebbe per contro essere applicata ai fini della determinazione convenzionale del livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località nei casi di assenza o non rintracciabilità dei costi storici di prima iscrizione, che verrebbero in tal modo ad essere assoggettati a valorizzazioni omogenee. Un simile approccio consentirebbe altresì di evitare la tariffa d'ufficio nella quasi totalità dei casi per i quali oggi la stessa è stata applicata.

In merito ai criteri per la fissazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito si rileva finalmente l'intenzione di introdurre, anche per la distribuzione gas, una specifica maggiorazione del WACC a compensazione del *lag* temporale nel riconoscimento degli investimenti. Tale aspetto della regolazione, segnalato da tempo dagli operatori, ha già portato in passato significative penalizzazioni per le imprese e proprio per questo dovrebbe essere introdotto fin da subito, integrando la regolazione vigente (per l'anno di sua eventuale proroga 2013, ma anche per gli anni 2011 e 2012 per i quali le tariffe devono ancora essere approvate).

Non si condividono, invece:

- la prefigurata uniformazione delle modalità di determinazione del WACC a quelle del settore elettrico, perché in questo modo non si tiene conto delle peculiarità del mercato della distribuzione gas rispetto a quello della distribuzione elettrica in termini di differente rischiosità, come già più sopra evidenziato in riferimento all'aggiornamento del tasso di remunerazione per l'anno 2013 di prolungamento dell'attuale periodo regolatorio;
- l'ipotizzata unificazione dei coefficienti β per i servizi di distribuzione e misura, per i quali dovrebbe essere mantenuta una distinzione quanto meno analoga all'attuale, alla luce delle caratteristiche di innovatività degli investimenti cui saranno chiamate le imprese di distribuzione nei prossimi anni e dei maggiori rischi/incertezze derivanti dall'effettuazione di investimenti di carattere del tutto innovativo con riferimento all'attività di misura.

Anche alla luce della prefigurata estensione della durata del periodo regolatorio e della potenziale variabilità dei mercati finanziari, si considera peraltro ragionevole l'introduzione di un meccanismo di revisione infra-periodo del WACC.

Forti perplessità e preoccupazioni suscitano poi le modalità di trattamento dei contributi delineate nel DCO, sia perché non si ravvisa nell'interpretazione della vigente regolazione un approccio come quello descritto, applicato anche agli investimenti contribuiti effettuati in passato e attualmente in corso di ammortamento (c.d. "stock"), sia perché non si comprende se la soluzione alternativa proposta (riconoscimento degli ammortamenti sul capitale investito netto) sia riferita solo ai nuovi investimenti contribuiti o meno.

In merito alle disposizioni vigenti, non si ritiene che dal testo della RTDG si desuma l'interruzione

del "degrado" dei contributi anche per lo "stock", a compensazione di una mancata graduale "restituzione dei contributi" stessi. Si evidenzia, in proposito, che per i contributi in conto capitale o a fondo perduto, ivi compresi quelli ricevuti dall'ente concedente e da questi trasferiti al concessionario¹, non si giustifica alcuna restituzione degli stessi, restituzione che andrebbe peraltro ad incidere sulle clausole contrattuali di devoluzione dei cespiti, oggetto di specifica pattuizione tra concedente e concessionario (in altri termini, se per la parte contribuita di un cespite è prevista la devoluzione gratuita a fine concessione, restituendo il contributo percepito il concessionario dovrebbe aver diritto a modificare la devoluzione del cespite, da gratuita ad onerosa, in proporzione alla quota "restituita" del contributo, modificando conseguentemente anche l'entità dell'eventuale canone riconosciuto al Comune in quanto proprietario, in tutto o in parte, degli impianti; modifiche che non risultano possibili a meno che l'ente concedente accetti una revisione del contratto di concessione).

L'introduzione del "mancato degrado" dei contributi (il cui effetto si protrarrebbe, irragionevolmente, per sempre, anche oltre la durata del cespite contribuito) conduce peraltro, come rilevato dalla stessa Autorità, ad "effetti paradossali" sul livello del capitale investito (casi di RAB negativa), dovuti esclusivamente a tale artificioso meccanismo e per evitare i quali viene proposta una soluzione alternativa che prevede di "nettare" il valore del capitale investito non solo ai fini della remunerazione ma anche ai fini degli ammortamenti.

Enel Rete Gas, per effetto del mancato degrado dei contributi riferito alle sole finestre temporali indicate dalla RTDG (dal 2000: degrado non ammesso per i contributi incassati fino al 1992 e degrado al 50% per i contributi incassati dal 1993 al 1997) e senza considerare il mancato degrado applicato invece a tutti i contributi secondo quanto sembra delineato nel DCO, ha già numerose località con valore paradossalmente negativo della RAB.

Circa la soluzione alternativa delineata si ricorda che secondo i principi contabili l'ammortamento è sempre calcolato sul capitale investito lordo (il contributo, peraltro, è soggetto ad imposizione fiscale) e l'ammortamento sul netto costituisce un elemento di discontinuità che cambia profondamente le prospettive di remunerazione in base alle quali gli operatori hanno investito in passato. Una simile soluzione potrebbe essere al limite accettata se riferita solo ai nuovi investimenti e ai nuovi contributi (dal 2013).

Qualora l'Autorità intenda adottare, come sembra di evincere dalla lettura del DCO, un'impostazione che non prevede più il degrado applicato ai contributi, si propone che agli stessi

¹ Si ricorda che l'istituto della concessione consiste in sostanza in un trasferimento di facoltà dall'ente pubblico ad un soggetto che si sostituisce all'amministrazione nell'esercizio di attività tipicamente pubbliche. Pertanto i contributi in conto capitale/a fondo perduto ricevuti dalle pubbliche amministrazioni e da queste trasferiti ad un concessionario mantengono le stesse caratteristiche di importo percepito a fondo perduto, ricevuto a sostegno dell'investimento per la realizzazione di infrastrutture ritenute necessarie per lo sviluppo del territorio, senza comportare alcun obbligo di restituzione. Ovviamente i beni realizzati con simili contributi, al termine della concessione, vengono trasferiti al concedente senza alcun corrispettivo; circostanza, questa, che è specificatamente esplicitata nei contratti di concessione.

non venga neppure applicata alcuna rivalutazione. Una simile soluzione potrebbe peraltro essere applicata già dalle tariffe ancora da approvare, anche al fine di compensare gli effetti della mancata previsione pregressa del *lag* temporale nel riconoscimento degli investimenti.

Anche per i contributi privati l'ipotesi delineata nel DCO (deduzione di parte dei contributi dai costi operativi e di parte dal capitale investito, come nel settore elettrico) dovrebbe essere adeguatamente approfondita e potrebbe essere eventualmente proponibile solo per i nuovi contributi, a condizione di chiarire quantitativamente i pesi della parte in deduzione dai costi operativi e di quella in diminuzione del capitale investito e di prevedere *ex-ante* opportuni correttivi da applicare in caso di caduta delle richieste di prestazioni con contributo a forfait (tipicamente richieste di allacciamento) e conseguente notevole riduzione del relativo gettito.

In assenza di specifiche proposte numeriche, in ogni caso, non è possibile formulare osservazioni di dettaglio sull'ipotesi delineata, che si rinviino pertanto ad eventuali successive proposte, maggiormente particolareggiate.

Per quanto riguarda il riconoscimento dei costi operativi, si rileva che l'Autorità, aggiornandone il livello iniziale, dovrebbe tener adeguatamente conto anche dei costi sostenuti dalle imprese per la gestione di talune nuove onerose attività che il distributore si trova obbligato a svolgere (es.: per la gestione delle richieste di bonus gas o per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica con acquisizione dei corrispondenti TEE ad un costo di mercato sensibilmente superiore al contributo tariffario) e per le quali ad oggi non si vede riconosciuta alcuna copertura, come già rilevato per la proroga al 2013 della vigente regolazione.

Si auspica pertanto che nella fissazione dei livelli iniziali delle componenti a copertura dei costi operativi per il nuovo periodo regolatorio l'Autorità consideri anche i costi inerenti tali attività e stabilisca valori del tasso recupero di produttività (*X-factor*) che tengono conto dei recuperi di produttività cumulati già totalizzati in passato e dei margini disponibili, inevitabilmente sempre più ristretti, per eventuali ulteriori recuperi.

Relativamente ai meccanismi di perequazione e alla struttura delle tariffe obbligatorie, il DCO presenta proposte che destano molte perplessità, con sensibili "passi indietro" rispetto all'evoluzione della regolazione negli ultimi anni, e si ritengono quindi non condivisibili.

Si ritiene infatti che il meccanismo di perequazione, pur con qualche difficoltà iniziale nell'avvio del sistema, abbia garantito e consenta di garantire certezza e prevedibilità dei ricavi (seppur con un loro differimento temporale); condizioni, queste, sempre molto importanti per gli operatori infrastrutturali ed indispensabili alla vigilia dei nuovi rilevanti investimenti derivanti dai nuovi affidamenti della distribuzione gas per ambito territoriale, oltre che dal piano di installazione dei misuratori con funzionalità di telelettura/telegestione.

Una radicale modifica del sistema di perequazione insieme a quella della struttura delle tariffe

obbligatorie comporterebbe, poi, la necessità di una notevole revisione dei sistemi di fatturazione aziendali, assestati con non poche complessità solo da qualche anno.

La sostituzione del meccanismo di perequazione con un meccanismo di aggiustamento ribaltato sulle tariffe dell'anno $t+2$ re-introdurrebbe alcune delle problematiche, anche di carattere finanziario, del c.d. "effetto volume", che si erano intese superare proprio introducendo l'attuale meccanismo di perequazione.

Si ritiene pertanto che lo strumento della perequazione e i relativi principi di base attualmente in vigore debbano essere mantenuti.

Si ritiene, anzi, che analoghi meccanismi, magari semplificati, debbano essere estesi anche alla distribuzione di gas diversi dal naturale, tenuto conto della marginalità geografica e delle condizioni di particolare impegno economico per la realizzazione di reti urbane di GPL, nonché delle successive difficoltà di penetrazione in termini di acquisizione di utenza.

In merito alla proposta di modifica della struttura delle tariffe obbligatorie al fine di migliorare la riflettività dei costi delle tariffe, si ritiene che per tale obiettivo debba essere semmai rivista, almeno in prima battuta, l'articolazione dei livelli degli scaglioni della componente variabile della tariffa obbligatoria, mantenendone tuttavia l'attuale struttura.

Un simile approccio limiterebbe notevolmente l'impatto delle modifiche ai sistemi di fatturazione delle imprese, messi a punto con notevoli investimenti negli scorsi anni.

D'altra parte una variazione quadriennale di approccio anche sotto questi profili ci pare contrasti con lo spirito di stabilità e certezza che dovrebbe caratterizzare la regolazione, producendo frequentemente, peraltro, nuovi costi di adeguamento/sviluppo degli applicativi informatici, con conseguenti costi per il sistema e in definitiva per il cliente finale.

Per quanto riguarda il riconoscimento tariffario della differenza tra valore di rimborso (VIR) e valore degli asset a fini regolatori (RAB), si comprendono le ragioni alla base dell'orientamento dell'Autorità di dotarsi di strumenti che consentano di valutare gli scostamenti del valore di rimborso rispetto ad una valutazione a costi standard, introducendo una soglia per il riconoscimento della suddetta differenza senza ulteriori analisi. Al riguardo si evidenzia, in ogni caso, che le modalità di riconoscimento non dovranno modificare il principio stabilito dalla legge del completo riconoscimento, nei 12 anni di durata dell'affidamento, della differenza tra VIR corrisposto e RAB.

Per la regolazione tariffaria si segnalano, infine, due aspetti per i quali si ritiene debbano essere introdotti in tariffa adeguati strumenti di compensazione.

Relativamente al bonus gas, oltre ai notevoli costi operativi per la gestione delle relative pratiche che l'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare erogando, ove previsto, il relativo importo (costi non solo per lo sviluppo e gli aggiornamenti degli applicativi informatici, ma anche per il personale specificatamente dedicato), si evidenzia la necessità di introdurre una compensazione

dei costi legati all'anticipo finanziario delle considerevoli somme che complessivamente il distributore si trova a dover erogare rispetto a quanto introitato direttamente dalla componente Gs e rispetto al momento in cui le stesse gli vengono compensate dalla CCSE.

Per Enel Rete Gas e le altre società del Gruppo F2i Reti Italia l'importo erogato annualmente per bonus gas ammonta a circa 15 mln di euro, con un importo compensato dalla CCSE di circa 12 mln di euro all'anno e un posticipo medio di tale compensazione di 3-4 mesi rispetto al momento di erogazione dei bonus, con un sensibile impatto in termini di anticipo finanziario.

Ciò senza considerare eventuali ulteriori allungamenti dei tempi di effettivo versamento da parte della CCSE, riconducibili al regolamento per i pagamenti adottato da quest'ultima, che prevede obbligatoriamente l'invio di certificazioni da parte di pubbliche amministrazioni terze (es.: certificati c.d. "antimafia" relativi agli amministratori della società), con i conseguenti inevitabili e non brevi tempi di rilascio delle stesse. Poiché, d'altra parte, tale problematica riguarda in genere i pagamenti ricevuti dalla CCSE, sarebbe auspicabile che l'Autorità verificasse con la stessa CCSE la possibilità, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti, di snellire il processo di pagamento adottando soluzioni che consentano di accorciare l'iter di predisposizione delle certificazioni richieste, prevedendo l'impiego, quanto meno in prima battuta, di dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà.

In merito al funzionamento del meccanismo dei TEE si evidenzia invece la necessità di introdurre fin da subito, in attesa di una più ampia revisione del meccanismo stesso, cui si sta discutendo in questi ultimi mesi, strumenti che consentano alle imprese di distribuzione di recuperare le ingiustificate perdite subite in adempimento degli obblighi relativi all'efficienza energetica, posti in capo ad esse nell'interesse del sistema. Si ritiene infatti inaccettabile che un'impresa di distribuzione, per adempiere ad obblighi posti in capo ad essa a beneficio del sistema, debba già in partenza scontare la perdita corrispondente al differenziale tra corrispettivo unitario riconosciuto per i TEE e costo per il loro acquisto, quando questo (derivante dall'andamento del relativo mercato) supera in maniera sensibile il corrispettivo riconosciuto (anche fino al 15% o più), come verificatosi negli ultimi anni².

Anche per quanto riguarda la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio e della qualità commerciale si ritiene ragionevole, alla luce della complessa fase di transizione che sta vivendo il settore della distribuzione gas con nuovi affidamenti per ambito territoriale, estendere transitoriamente per il 2013 la regolazione vigente, in modo da poter approfondire e riconsiderare adeguatamente, prima dell'avvio del nuovo periodo regolatorio, alcuni aspetti della regolazione per verificarne l'applicabilità alle nuove gestioni d'ambito, in particolare in merito a:

- individuazione dei perimetri cui applicare i meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza e in

² Questo anche per le difficoltà che permangono in merito alle possibilità da parte delle imprese di distribuzione obbligate di raggiungere le quote di obiettivo loro assegnate eseguendo interventi diretti per l'efficienza energetica anziché acquistare i titoli sui mercati di riferimento.

relazione ai quali determinare e/o eventualmente aggiornare i relativi livelli di partenza e tendenziali;

- semplificazione e razionalizzazione degli adempimenti legati all'anagrafica territoriale e alle dinamiche di aggiornamento conseguenti alle gare d'ambito, con massicci trasferimenti di gestioni da un operatore ad un altro;

aspetti verso i quali l'Autorità indica nel DCO di essere orientata ad effettuare approfondimenti con specifici documenti di consultazione previsti entro la fine del 2012.

Circa gli orientamenti dell'Autorità per il nuovo periodo regolatorio, si condivide anche l'introduzione di meccanismi di contenimento del rischio per le imprese distributrici soggette alla regolazione premi-penalità, con particolare riferimento agli effetti economici degli incidenti da gas di responsabilità delle imprese distributrici (che dovrebbero essere limitati solo all'impianto interessato, chiarendo anche la stessa definizione di incidente al fine di escludere particolari eventi altrimenti ingiustificatamente penalizzanti), e a meccanismi di diluizione/parziale annullamento delle penalità.

In merito al percorso di consultazioni e di adozione dei provvedimenti delineato nel DCO per le disposizioni del nuovo periodo regolatorio, si ritiene, infine, che l'entrata in vigore dei provvedimenti debba essere opportunamente stabilita tenendo conto di tutte le attività e sviluppi informatici o implementazioni che si renderanno di conseguenza necessari. Al riguardo, le tempistiche indicate in consultazione, con l'adozione del provvedimento finale ad ottobre 2013 pare lasciare alle imprese tempi un po' troppo ristretti per gli eventuali adeguamenti che dovranno essere recepiti, per di più in assenza della relazione AIR di cui è indicata la pubblicazione solo entro febbraio 2014, a regolazione già entrata in vigore.

Alla luce di quanto sopra, volendo confermare l'estensione al solo 2013 della regolazione vigente, sarebbe necessario che le consultazioni specifiche si concludessero entro la metà di maggio 2013 con l'adozione del provvedimento finale entro il mese di giugno 2013, corredato fin da subito dalla relativa relazione AIR (che sempre più, come la relazione tecnica, si rivela indispensabile per facilitare l'interpretazione di taluni aspetti particolari dei provvedimenti regolatori).

Gli eventuali provvedimenti di proroga/integrazione della regolazione vigente per il 2013 dovrebbero invece essere adottati entro la fine dell'anno, in tempo utile per il relativo recepimento da parte delle imprese.

Si riportano di seguito le risposte specifiche riguardanti i singoli spunti di consultazione.

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1 Osservazioni sull'ipotesi di prolungamento del periodo di vigenza delle disposizioni della RTDG e della RQDG all'anno 2013.

Come già evidenziato nelle *Osservazioni generali*, si ritiene ragionevole l'ipotesi di prolungamento

all'anno 2013 del periodo di vigenza delle disposizioni della RTDG e della RQDG, alla luce dell'asestamento della vigente regolazione tariffaria, di fatto ancora in corso con l'approvazione delle tariffe degli anni 2011 e 2012, ed anche in considerazione della fase di transizione che sta attraversando il settore della distribuzione gas con conseguente cambiamento di scenario, caratterizzato da affidamenti secondo gli ambiti territoriali individuati dai D.M. 19.01.2011 e 18.10.2011.

La proroga dell'attuale periodo consente infatti di sviluppare, con le necessarie tempistiche consultazioni di approfondimento circa il 4° periodo regolatorio, che coinvolgono tutti i soggetti interessati.

Si ritiene tuttavia, come peraltro già ipotizzato anche nel DCO, che nell'anno di prolungamento debbano essere introdotte alcuni adattamenti ed anche alcune specifiche integrazioni, indicate in risposta ai successivi spunti per la consultazione.

S2. Osservazioni sulle ipotesi di modifica delle regole di aggiornamento vigenti nel terzo periodo di regolazione ai fini della fissazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2013.

Per quanto riguarda il riconoscimento dei costi operativi, si evidenzia che la fissazione del livello iniziale dovrebbe tener conto in misura adeguata di costi sostenuti dalle imprese per la gestione di alcune nuove onerose attività che il distributore si trova obbligato a svolgere nell'interesse del sistema e i cui costi dovrebbero essere del tutto "passanti" per il distributore stesso e per i quali ad oggi non si vede invece riconosciuta alcuna copertura (ad esempio i costi per la gestione delle richieste di bonus gas e per l'erogazione dei relativi contributi, o per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica con acquisizione dei corrispondenti TEE ad un costo di mercato sensibilmente superiore al contributo tariffario).

Si ritiene pertanto che per il 2013, in attesa di una revisione dei costi operativi che possa intercettare anche i costi inerenti tali attività, debbano essere prorogati gli stessi costi operativi riconosciuti relativi al 2012.

Per quanto riguarda la determinazione della componente a copertura dei costi operativi relativi alla misura di cui alla deliberazione 28/2012/R/gas, si ricorda quanto già evidenziato in occasione di precedenti consultazioni relativamente al fatto che, oltre alla componente $\Delta CVER$ riferita all'extra-costi derivante dagli obblighi di verifica metrologica periodica dei convertitori, debbano essere riconosciuti tutti i costi correlati al funzionamento del contatore elettronico (traffico telefonico, raccolta dati, ecc.). Anche la componente $\Delta CVER$ d'altra parte, fissata in acconto per l'anno 2013 pari a 50 euro/pdr dalla delibera 28/12/R/gas, è probabile non intercetti adeguatamente il costo reale dell'attività.

In merito all'aggiornamento del WACC per l'anno 2013 per cui l'AEEG ipotizza 7,7% (7,6% nel

2012) per la distribuzione e 8% (8% nel 2012) per la misura, si ritiene che la proposta non tenga in considerazione:

- la necessità di una compensazione del *lag* temporale nel riconoscimento degli investimenti, per la quale dovrebbe essere introdotta una maggiorazione del WACC (analoga a quella di 1 punto percentuale sul WACC-base adottata per il settore della distribuzione elettrica), anche per le tariffe di cui deve essere ancora effettuata l'approvazione, ovvero quelle del 2011 e del 2012, o quanto meno a partire dalle tariffe 2013 (nel settore della distribuzione elettrica tale compensazione è già stata introdotta dal 2012);
- un aggiornamento del WACC più adeguato in relazione alla specifica rischiosità della distribuzione gas rispetto ad esempio alla distribuzione elettrica (caratterizzata da differenti e "più stabili" modalità di assegnazione e da periodi di affidamento di durata notevolmente superiore) e riferito comunque, come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto, all'effettivo tasso di rendimento dei BTP, assumendo in particolare - in continuità con quanto sin qui adottato - la media su 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale benchmark rilevato dalla Banca d'Italia, senza cambiare il periodo assunto come riferimento (12 mesi).

Si ritiene pertanto che per il WACC dell'anno 2013, anche alla luce anche della particolare congiuntura economica attuale, l'incremento rispetto ai valori precedentemente applicati non possa essere inferiore ad 1 (uno) punto percentuale, mantenendo tra distribuzione e misura il differenziale già previsto.

In merito al meccanismo di incentivazione all'aggregazione degli operatori che prevede la differenziazione dei costi unitari riconosciuti in funzione della scala dell'impresa e l'applicazione di condizioni favorevoli nel caso di aggregazioni tra imprese tali da comportare una riduzione del numero di operatori, considerando i tempi ragionevolmente necessari per il pieno avvio delle gare d'ambito, si ritiene che sarebbe opportuno mantenere transitoriamente - e lo si propone - i meccanismi di incentivo ancora con riferimento alle operazioni di concentrazione societaria effettuate entro i prossimi due-tre anni (e non solamente sino al 30 settembre 2012, come proposto in consultazione).

Per quanto riguarda infine le disposizioni della deliberazione 28/2012/R/gas che troveranno applicazione dal 2013, si evidenzia la necessità che la componente a copertura dei costi operativi $t(ins)_t^{opex}$ e dei costi centralizzati relativi ai sistemi di telegestione $t(tel)_t$ e $t(con)_{t,d}$ siano fissate in misura adeguata a garantire alle imprese il recupero dei costi sostenuti per l'evoluzione del sistema di misura.

S3. Osservazioni sulle ipotesi relative alle disposizioni transitorie per l'anno 2013 in materia di qualità del servizio gas.

Per quanto riguarda le disposizioni relative alla sicurezza del servizio di distribuzione gas, ed in

particolare il sistema incentivante la riduzione delle dispersioni localizzate su segnalazione di terzi e l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione, si condivide in linea generale che la regolazione incentivante per l'anno 2013 prosegua con riferimento agli ambiti provinciali già definiti, a meno di eventuali rideterminazioni degli ambiti provinciali di impresa che potrebbero essere effettuate per le imprese interessate nel corso del 2012 da processi di aggregazione societaria, dietro specifica richiesta delle stesse.

Non si comprende invece perché, in caso di proroga al 2013 della vigente regolazione la deroga per la partecipazione al sistema incentivante richiesta per gli anni 2011 e 2012 dalle imprese distributrici con un numero di clienti finali tra 10.000 e 50.000 e da quelle con un numero di clienti finali con meno di 10.000 clienti finali debba essere estesa automaticamente anche al 2013 senza comportare il versamento dell'importo compensativo IMP per la mancata partecipazione al sistema; impostazione, questa, che sembra discriminatoria nei confronti delle imprese obbligate a partecipare al meccanismo. Si riterrebbe più giusto, semmai, estendere al 2013 la possibilità di richiedere la deroga per le imprese delle medesime categorie, che avrebbero quindi ancora per un anno la facoltà di scegliere se cominciare a partecipare al sistema incentivante oppure se versare anche per il 2013 l'importo compensativo IMP per la loro mancata partecipazione al meccanismo di premi/penalità.

Per quanto riguarda la qualità commerciale, si ritiene che già dall'anno 2013 possano essere introdotte alcune modifiche su aspetti particolari della regolazione, modificati di fatto a seguito dell'entrata in vigore di altre disposizioni successive alla deliberazione ARG/gas 120/08, già evidenziati da parte delle Associazioni delle imprese in occasione degli incontri preliminari tenuti dagli uffici dell'Autorità in vista del 4° periodo di regolazione e che continuano a rendere complicata la gestione di alcune attività cui si applicano i parametri della qualità commerciale.

Ci si riferisce, in particolare alle criticità emerse e segnalate a seguito dell'introduzione della delibera ARG/com 147/10 a modifica della delibera ARG/gas 120/08.

I distributori di gas naturale, con riferimento alla prestazione relativa alla riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, si vengono a trovare nella situazione di dover potenzialmente erogare, per cause indipendenti dalla propria volontà, molteplici indennizzi automatici per ritardata esecuzione delle prestazioni anche per cause indipendenti dalla propria volontà. Con il giorno lavorativo a disposizione delle società di vendita per fissare l'appuntamento per la riattivazione introdotto dalla ARG/com 147/10 e che viene sottratto al tempo a disposizione del distributore per l'esecuzione della prestazione, si verifica automaticamente una contrazione del relativo tempo massimo di esecuzione.

Gli effetti di questa contrazione risultano particolarmente accentuati nel caso di richieste di riattivazione acquisite di venerdì o giovedì.

Per le richieste ricevute il venerdì, infatti, il venditore ha tempo fino a tutto il giorno lavorativo

successivo (lunedì) per fissare l'appuntamento che inevitabilmente, nel caso lo stesso venditore impieghi l'intero tempo a sua disposizione, gli verrà assegnato al più presto il giorno dopo (ovvero martedì), già oltre il termine dei 2 giorni feriali per l'esecuzione della prestazione, generando quindi un fuori standard per il distributore. La stessa problematica si pone per le richieste ricevute il giovedì nel caso in cui il distributore non abbia modo di inviare personale per la riattivazione del punto di riconsegna di sabato.

Al fine di risolvere tale criticità, si propone di allineare, già dal 1° gennaio 2013, l'unità di misura del tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità a quella utilizzata per le altre prestazioni, ovvero al giorno lavorativo.

Tale adeguamento consentirebbe peraltro di attenuare in parte, in attesa dell'eventuale auspicata introduzione anche per il settore gas di modalità analoghe a quanto già stabilito per il settore elettrico dall'art. 90, commi 90.2 e 90.3, del TIQE di cui alla deliberazione ARG/elt 198/11, l'ulteriore problematica inerente l'orario di ricezione delle richieste di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità che, come già segnalato in altre occasioni, può risultare in taluni casi critico.

Sempre per quanto riguarda le ipotesi relative ad eventuali modifiche e/o integrazioni della regolazione da introdurre già dall'anno 2013 si ricorda che l'art. 8, comma 8.3, del TIMG di cui alla deliberazione ARG/gas 99/11, per un pdr oggetto di una richiesta di switching ma sospeso per morosità, prevede che *"l'impresa di distribuzione è tenuta a dare seguito alla richiesta di accesso, riattivando alla data di efficacia della sostituzione ovvero alla prima data successiva indicata dal cliente finale, la fornitura del cliente finale in precedenza sospesa"*. E' chiaro che in questo caso la prestazione di riattivazione di una fornitura in precedenza sospesa per morosità, sovrapponendosi ad una richiesta di switching con tempistica stabilita (efficace dal 1° giorno del mese) non possa essere gestita, senza i necessari chiarimenti del caso, come una classica prestazione di riattivazione dopo sospensione per morosità "in continuità" di società di vendita titolare del pdr, da effettuare in due giorni feriali (ci auguriamo lavorativi dal 1° gennaio 2013).

Al riguardo dovrebbe essere chiarito che la prestazione di cui sopra (riattivazione a seguito di sospensione per morosità per effetto di switching) è diversa dalla prestazione di riattivazione dopo sospensione per morosità in continuità di società di vendita e pertanto alla prima non dovrebbe applicarsi, fino ad una sua specifica regolazione, il livello di qualità commerciale riferito alla seconda.

In merito alle modalità di gestione di questa nuova tipologia di riattivazione dopo sospensione per morosità dovrebbero essere opportunamente chiarite le modalità di fissazione da parte del venditore e/o di presa in carico da parte del distributore dell'appuntamento con il cliente finale per la riattivazione del punto di riconsegna. A questo scopo dovrebbe essere anche introdotto un nuovo standard di comunicazione, in modo da consentire alla società di vendita che ha contrattualizzato un cliente finale con pdr sospeso per morosità su richiesta del venditore

precedente di fissare l'appuntamento per la riattivazione relativamente al pdr di cui non ha ancora effettivamente la titolarità. Ad oggi, infatti, lo standard di comunicazione della prestazione di riattivazione a seguito di morosità consente solo al venditore che ha già la titolarità del pdr di fissare l'appuntamento per la riattivazione.

Si ricorda inoltre che per effetto della deliberazione 352/2012/R/gas, dal 1° gennaio 2013 sarà in vigore quanto previsto dall'art. 5, comma 5.9, del TIMG di cui alla delibera ARG/gas 99/11 e s.m.i. per cui una revoca di una richiesta di sospensione della fornitura per morosità da parte di una società di vendita/utente della distribuzione che pervenga dopo le ore 14.00 del giorno lavorativo precedente l'intervento programmato equivale ad una richiesta di riattivazione di cui all'art. 7 dello stesso TIMG (con tempistiche e modalità di cui all'art. 40 della RQDG).

Anche in relazione a tale disposizione, si ritiene debba essere chiarito quanto prima (per tutti gli eventuali sviluppi/implementazioni che si renderanno necessari) come si intende disciplinare, con modalità gestionali che non siano troppo complicate per le imprese, la prestazione di riattivazione che si genera automaticamente in caso di revoca "tardiva" della precedente richiesta di sospensione. In particolare dovrebbero essere opportunamente chiarite le modalità di fissazione da parte del venditore e/o di presa in carico da parte del distributore dell'appuntamento con il cliente finale per la riattivazione del punto di riconsegna.

A tal fine si propone che l'utente della distribuzione possa prendere l'appuntamento con il cliente finale solo a valle della comunicazione dell'esito di chiusura del punto di riconsegna.

In merito infine alla prevista comunicazione al 31 marzo 2014, con riferimento al 2013, dei dati di sicurezza, continuità e qualità commerciale attraverso il sistema telematico dell'Autorità, si evidenzia la necessità che vengano rese disponibili per tempo istruzioni e tracciati record, indispensabili per predisporre i dati da rendicontare. I ritardi nella messa a disposizione di istruzioni e tracciati incidono infatti sull'attività di rendicontazione che si prolunga e si sovrappone ad altre delle tante scadenze informative che le imprese di distribuzione devono rispettare.

S4. Osservazioni sull'ipotesi di durata del periodo regolatorio.

Si ritiene condivisibile l'ipotesi di estendere a 5 o a 6 anni la durata del periodo regolatorio, prevedendo opportuni meccanismi di aggiornamento infra-periodo di alcuni dei parametri di riferimento più importanti, quali quelli utilizzati per la determinazione del WACC.

Anche per gli aspetti relativi alla qualità non si ravvisano, in linea generale, controindicazioni all'allungamento della durata del periodo regolatorio.

S5. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione dei costi operativi.

Per quanto riguarda i costi operativi, si ritiene condivisibile che il loro riconoscimento sia basato sui dati dei bilanci unbundling delle imprese, sempre identificando i costi effettivi di gestione degli

operatori. Si ritiene, tuttavia, che a tal fine debbano essere preventivamente esplicitati i criteri in base ai quali saranno selezionati i costi sostenuti dalle imprese, da considerare al riguardo.

Come già evidenziato nelle *Osservazioni generali*, si ritiene che fissando il livello iniziale dei costi operativi riconosciuti l'Autorità dovrebbe tener conto anche dei costi sostenuti dalle imprese per la gestione di talune nuove onerose attività che il distributore si trova obbligato a svolgere (es.: gestione delle richieste di bonus gas) e per le quali ad oggi non si vede riconosciuta alcuna copertura.

Tra questi si indicano in particolare, oltre ai notevoli costi operativi per la gestione delle pratiche di bonus gas (con personale specificatamente dedicato), il costo dell'anticipo finanziario degli importi erogati dal distributore rispetto a quanto introitato dalla componente Gs e rispetto al momento in cui la differenza (circa 12 mln di euro all'anno per le società di distribuzione del Gruppo F2i Reti Italia, come evidenziato nelle *Osservazioni generali*) gli viene compensata dalla CCSE e il costo/perdita corrispondente al differenziale tra corrispettivo unitario riconosciuto per i TEE e costo per il loro acquisto.

Nella fissazione degli obiettivi di recupero di produttività (*X-factor*) per il nuovo periodo regolatorio si ritiene poi che si debba tener conto dei recuperi di produttività cumulati già totalizzati in passato e dei margini via via decrescenti per eventuali ulteriori efficientamenti.

Dovrà invece essere opportunamente ri-verificata e approfondita più avanti l'ipotesi prefigurata nel DCO per la determinazione dell'*X-factor* nel 5° periodo di regolazione, tenuto conto che, nel caso di proroga del corrente periodo regolatorio al 2013 e di estensione del successivo a 6 anni, essa riguarda un orizzonte temporale a partire dal 2020, peraltro successivo alle nuove gare di affidamento del servizio di distribuzione gas per ambito territoriale.

Per la determinazione delle componenti a copertura dei costi operativi relativi alla misura di cui alla deliberazione 28/2012/R/gas, si ricorda infine quanto già evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S2 riguardante la proroga al 2013 dell'attuale periodo regolatorio, ovvero che:

- oltre alla componente $\Delta CVER$ riferita all'extra-costi derivante dagli obblighi di verifica metrologica periodica dei convertitori, dovranno essere riconosciuti anche tutti i costi correlati al funzionamento del contatore elettronico (traffico telefonico, raccolta dati, ecc.); la stessa componente $\Delta CVER$ d'altra parte, fissata in acconto per l'anno 2013 pari a 50 euro/pdr, è probabile non intercetti adeguatamente il costo reale dell'attività;
- la componente a copertura dei costi operativi $t^{base}_{(ins)}_t$ e dei costi centralizzati relativi ai sistemi di telegestione $t^{opex}_{(tel)}_t$ e $t^{opex}_{(con)}_t$ siano fissate in misura adeguata a garantire alle imprese il recupero dei costi sostenuti per l'evoluzione del sistema di misura.

S6. Osservazioni sull'ipotesi di definizione dei criteri per la determinazione del livello del capitale investito.

Si ritengono condivisibili le ipotesi per la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni

nette centralizzate e per il loro aggiornamento annuale, eliminando a tale scopo la franchigia oggi prevista per l'aggiornamento dei valori unitari a copertura della altre immobilizzazioni nette centralizzate.

Per quanto concerne la valutazione dei nuovi investimenti di località relativi al servizio di distribuzione, come evidenziato nelle *Osservazioni generali*, si ribadisce la necessità di adottare una struttura tariffaria che rifletta i costi sostenuti, al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, in particolar modo alla luce degli investimenti - di fatto predeterminati nell'entità e tempistica - che le imprese saranno tenute ad effettuare in relazione ai nuovi affidamenti per ambito territoriale. Non si condivide pertanto l'adozione, per i nuovi investimenti, di una metodologia basata su costi standard, che invece potrebbe essere adottata per le immobilizzazioni antecedenti una determinata soglia temporale, nei casi di assenza o non rintracciabilità dei costi storici di prima iscrizione ai fini della determinazione convenzionale del livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località. Tenuto conto dell'obbligo di certificazione di bilancio cui sono tenute le imprese di distribuzione dall'anno 2002, una simile metodologia potrebbe essere adottata in caso di assenza o non rintracciabilità dei costi storici di prima iscrizione per i cespiti realizzati fino all'anno 2001. Un simile approccio consentirebbe altresì di evitare la tariffa d'ufficio nella quasi totalità dei casi per i quali oggi la stessa è applicata.

Per quanto riguarda il riconoscimento dei costi d'investimento relativi alla misura, come anche già ribadito in risposta al DCO 17/11, non si ritiene corretto aver escluso i concentratori dal perimetro degli investimenti di località. La ridotta comunicazione tra misuratori e concentratori in termini di distanza richiede che i concentratori siano posizionati in ogni Comune e che il sistema formato da concentratori e misuratori debba essere considerato integrante della rete di distribuzione cittadina e quindi degli investimenti effettivamente realizzati dalle imprese sulle località.

S7. Osservazioni sulle ipotesi di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito.

Per quanto riguarda la proposta di aggiornamento della determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito si concorda con l'introduzione di una specifica maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del *lag* temporale nel riconoscimento degli investimenti, maggiorazione che anzi, come rilevato nelle *Osservazioni generali*, dovrebbe essere introdotto fin da subito, integrando la regolazione vigente.

Si concorda pure sull'introduzione di un meccanismo di revisione del WACC infra-periodo regolatorio, alla luce della dinamica e della potenziale variabilità dei mercati finanziari oltre che della prefigurata estensione della durata del periodo di regolazione.

Non si ritengono condivisibili, per contro, per le ragioni già illustrate nelle *Osservazioni generali* ed in risposta allo spunto per la consultazione S2, la prefigurata uniformazione delle modalità di determinazione del WACC con quelle del settore elettrico e l'ipotizzata unificazione dei coefficienti β per i servizi di distribuzione e misura.

Seguendo la prima ipotesi non si terrebbe infatti conto delle peculiarità del mercato della distribuzione gas rispetto a quello della distribuzione elettrica in termini di differente rischiosità (differenti modalità di assegnazione e periodi di affidamento di durata ben superiore); adottando la seconda verrebbero ignorate le caratteristiche di innovatività degli investimenti nella misura cui saranno chiamate le imprese di distribuzione nei prossimi anni e dei maggiori rischi/incertezze derivanti dall'effettuazione di investimenti di carattere del tutto innovativo.

In entrambi i casi andrebbe pertanto mantenuta una maggiore, diversa specifica remunerazione.

S8. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della struttura delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura.

In merito alla revisione della struttura obbligatoria si ritiene che debba essere mantenuta l'attuale articolazione in otto scaglioni della componente variabile della tariffa obbligatoria. Al fine di avere una maggior aderenza ai costi si potrebbe al limite cambiare i limiti degli attuali scaglioni o al più, modificare gli attuali corrispettivi unitari.

Una radicale modifica della struttura delle tariffe obbligatorie comporterebbe d'altra parte la necessità di una notevole revisione dei sistemi di fatturazione aziendali, assestati con non poche complessità solo da qualche anno.

In caso di modifica dell'attuale struttura degli scaglioni andrebbero conseguentemente "persi" gli investimenti effettuati negli ultimi anni, con importanti nuovi costi da sostenere per rivedere gli attuali applicativi di fatturazione e relativa reportistica, il cui onere andrebbe a gravare sul sistema e quindi sul cliente finale.

Per quanto riguarda le componenti a copertura dei costi relativi al servizio di misura, si ritiene che la differenziazione in funzione della classe dei gruppi di misura dovrebbe anche in questo caso tener conto dell'entità dei costi da sostenere per le necessarie modifiche da apportare ai sistemi di tariffazione e fatturazione.

Nelle prossime consultazioni, se le proposte verranno esplicitate in maggior dettaglio, sarà possibile esprimere una più specifica e approfondita valutazione.

S9 Osservazioni sull'ipotesi di far coincidere gli ambiti rilevanti ai fini della regolazione tariffaria e della qualità con gli ambiti di concessione secondo le nuove gare.

In merito all'ipotesi di far coincidere gli ambiti rilevanti ai fini della regolazione tariffaria con gli ambiti di concessione coincidenti con la gestione delle gare d'ambito, si ritiene che tale ipotesi non

sia realizzabile in tempi brevi alla luce delle tempistiche previste dal D.M. 12 novembre 2011 n. 226 per l'affidamento per il servizio.

L'applicazione delle tariffe obbligatorie per ambito di concessione si ritiene possa essere semmai considerata solo a regime e quindi, presumibilmente, a partire dal 5° periodo di regolazione. Ciò ovviamente ammesso che:

- non siano più prioritarie le esigenze di promozione della concorrenza nel settore della vendita e conseguentemente non risulti più necessaria la semplificazione del sistema tariffario;
- la prefigurata reintroduzione di criteri che consentano il confinamento dell'area di socializzazione all'interno dell'ambito di concessione venga adottata nel rispetto di quanto comunque previsto dal decreto "Letta" circa la necessità di "non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari" (art. 23, comma 4, D.Lgs. 164/00).

S10. Osservazioni sulle ipotesi di riassorbimento dei meccanismi perequativi.

Non si condivide la proposta di abolire i meccanismi di perequazione.

Si ritiene infatti che il meccanismo di perequazione, pur con qualche difficoltà iniziale nell'avvio del sistema, abbia garantito e consenta di garantire certezza e prevedibilità dei ricavi, seppur con un differimento temporale. Tali presupposti risultano fondamentali per operatori infrastrutturali ed in particolari sono indispensabili alla vigilia di una stagione di investimenti molto rilevanti, come quelli derivanti dai nuovi affidamenti della distribuzione gas per ambito territoriale oltre che dal piano di installazione dei misuratori con funzionalità di telelettura/telegestione.

La sostituzione del meccanismo di perequazione con un meccanismo di aggiustamento ribaltato sulle tariffe dell'anno $t+2$ appare come un ritorno al passato rispetto ai meccanismi attuali, che obbligherebbe gli operatori a basare di nuovo le previsioni di ricavo sulle stime dei volumi vettoriati, secondo una logica ormai abbandonata e superata dalla delibera ARG/gas 159/08. La soluzione proposta re-introdurrebbe di fatto molte delle incertezze e delle problematiche, anche di carattere finanziario, del c.d. "effetto volume", che si erano intese superare proprio introducendo l'attuale meccanismo di perequazione.

Non si può peraltro non considerare che una radicale modifica del sistema di perequazione, insieme a quella della struttura delle tariffe obbligatorie di cui si è detto in risposta allo spunto per la consultazione S8, comporterebbe la necessità di una notevole revisione dei sistemi di fatturazione aziendali, assestati con successivi affinamenti solo da due-tre anni.

Si ritiene pertanto che lo strumento della perequazione debba essere mantenuto. Si ritiene, anzi, che di analoghi meccanismi – magari applicati in forma più semplificata – debba essere valutata l'estensione anche alla distribuzione di gas diversi dal naturale, proprio alla luce della marginalità geografica e delle condizioni di particolare impegno economico per la realizzazione di reti urbane di GPL, nonché delle successive difficoltà di penetrazione in termini di acquisizione di utenza.

S11. Osservazioni sulle ipotesi di revisione del trattamento dei contributi pubblici e privati

Non si condivide, per le argomentazioni sviluppate nelle *Osservazioni generali*, l'ipotesi di revisione del trattamento dei contributi pubblici, che può essere al limite accettabile solo se riferita esclusivamente ai nuovi investimenti e ai nuovi contributi (dal 2013). In caso contrario verrebbero ad essere fortemente penalizzati gli operatori con una rilevante incidenza di investimenti contribuiti ancora da ammortizzare, effettuati in passato contando sulla prospettiva del riconoscimento dell'ammortamento sul capitale investito lordo, in linea con i principi contabili e con l'impostazione tariffaria sempre adottata in passato e nei tre precedenti periodi regolatori (2001-2004, 2005-2008, 2009-2012).

D'altra parte, come pure evidenziato nelle *Osservazioni generali*, non si ritiene che dal testo della RTDG si desuma l'interruzione del "degrado" dei contributi anche per lo "stock", a compensazione di una mancata graduale "restituzione dei contributi" stessi. Tale interpretazione di quanto attualmente indicato nel testo della RTDG conduce peraltro - come rilevato dalla stessa Autorità - ad "effetti paradossali" sul livello del capitale investito (casi di RAB negativa).

Qualora l'Autorità intenda adottare, come sembra di evincere dal DCO, un'impostazione che non prevede più il degrado dei contributi, si propone che agli stessi, al fine di evitare gli effetti paradossali di cui detto, non venga neppure applicata alcuna rivalutazione. Una simile soluzione potrebbe peraltro essere applicata già dalle tariffe ancora da approvare, anche al fine di compensare gli effetti della mancata previsione pregressa del *lag* temporale nel riconoscimento degli investimenti.

Anche per i contributi privati l'ipotesi delineata nel DCO (deduzione di parte dei contributi dai costi operativi e di parte dal capitale investito, come nel settore elettrico) potrebbe essere eventualmente proponibile solo per i nuovi contributi, a condizione tuttavia di chiarire opportunamente i pesi della parte in deduzione dai costi operativi riconosciuti e di quella in diretta diminuzione del livello del capitale investito e di prevedere già *ex-ante* opportuni correttivi da applicare in caso di caduta delle richieste di allacciamento e conseguente mancanza di gettito per allacciamenti a forfait (circostanza che può verificarsi in periodi di crisi come quello attuale).

In assenza di specifiche proposte numeriche, in ogni caso, non è possibile formulare osservazioni di dettaglio sull'ipotesi delineata, che si rinviino pertanto ad eventuali successive proposte, maggiormente particolareggiate, che dovessero essere esplicitate nelle successive consultazioni per i necessari approfondimenti del caso.

S12. Osservazioni sugli ambiti di applicazione di meccanismi di incentivazione ai nuovi investimenti.

Si comprende e si condivide l'impostazione dell'Autorità che intende riservare attenzione:

- alla valutazione delle esigenze di sviluppo delle reti del gas alla luce della diffusione delle fonti rinnovabili a livello locale, che possono rendere disponibili soluzioni che non prevedono l'utilizzo di gas distribuito a mezzo di rete urbana per cottura cibi, produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento;
- ad ipotesi di realizzazione di *smart grid* nell'ambito della distribuzione gas.

Si evidenzia tuttavia, anche sotto questi aspetti, l'esistenza di sostanziali differenze tra il settore gas e il settore elettrico, che si ritiene debbano essere tenute sempre presenti. Il tema delle *smart grid* nella distribuzione gas, inoltre, è attualmente ancora in fase embrionale e di semplice avvio di discussione, le cui linee generali si ritiene dovranno essere anticipate nella prossima consultazione specifica.

S13. Osservazioni sull'ipotesi di sviluppo di meccanismi di incentivazione misti che combinino logiche input based con logiche output based.

Si condividono i principi indicati dall'Autorità per sviluppare una revisione degli strumenti di incentivazione degli investimenti previsti sino al terzo periodo di regolazione, secondo soluzioni in parte *input* (con una parte di extra-remunerazione riconosciuta *ex-ante* e garantita) ed in parte *output based* (con la restante parte dell'extra-remunerazione riconosciuta solo a fronte del raggiungimento di obiettivi fissati *ex-ante*). Si riconosce che un simile approccio, prima di essere adottato, richiede l'approfondimento di aspetti tecnici e metodologici, in primo luogo per individuare *input* da considerare ed *output* da misurare, oltre che per eseguire eventuali test. Si condivide, pertanto, l'intendimento dell'Autorità di avviare al riguardo una riflessione e un confronto con le imprese di distribuzione.

S14. Indicazioni sullo stato di sviluppo di progetti di realizzazione di smart grid nell'ambito della distribuzione del gas naturale e valutazioni prospettiche.

Richiamando quanto già indicato in risposta allo spunto per la consultazione S12, non si esclude che lo sviluppo di progetti di realizzazione di *smart grid* nell'ambito della distribuzione gas possa avere nel prossimo futuro indubbia rilevanza/valenza, anche se attualmente ci risulta ancora in fase di prime ipotesi/discussioni (principalmente a livello extra-nazionale) e non si dispone di particolari informazioni al riguardo.

S15. Osservazioni sulle modalità di riconoscimento dello scostamento tra valore di rimborso e valore degli asset ai fini regolatori.

Si comprendono le ragioni alla base dell'intenzione dell'Autorità di dotarsi di strumenti che consentano di valutare gli scostamenti tra il valore di rimborso versato dal nuovo gestore d'ambito e una valutazione a costi standard, introducendo una soglia per il riconoscimento "automatico"

della suddetta differenza senza ulteriori analisi.

Al riguardo si evidenzia comunque che, anche in caso di scostamento al di sopra della soglia stabilita, le modalità di riconoscimento dovranno garantire il recupero stabilito dalla legge, nei 12 anni di durata dell'affidamento, della differenza tra VIR corrisposto e RAB.

Si condividono, peraltro, gli orientamenti dell'Autorità volti ad un riconoscimento annuale di un ammontare calcolato come rata annua posticipata di ammortamento di un debito, determinato secondo logiche finanziarie di ammortamento a rata costante, con un tasso di attualizzazione pari al WACC.

S16. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione di misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare.

Si condivide che le misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare siano introdotte in riferimento alle imprese distributrici titolari del servizio e che l'incentivo all'uscita sia commisurato al beneficio che ne può derivare al sistema, secondo logiche improntate a quelle seguite nel settore elettrico in caso di operazioni di aggregazione che determinano la cessazione dall'attività di distribuzione di una o più imprese di distribuzione (art. 36 del TIT di cui alla deliberazione ARG/elt 199/11), ovvero riconoscendo un incentivo economico sia all'impresa che cessa l'attività di distribuzione sia a quella in favore della quale l'attività viene ceduta.

Risultando peraltro complessa la stima dei benefici per il sistema, legati anche a situazioni contingenti come evidenziato dalla stessa Autorità nel DCO, gli incentivi potrebbero essere impostati sul differenziale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, in analogia al meccanismo di incentivazione all'aggregazione degli operatori già introdotto nel terzo periodo di regolazione.

Si condivide, in ogni caso, la necessità che le soluzioni adottate garantiscano neutralità rispetto al processo di svolgimento delle gare ed evitino possibili distorsioni nelle scelte delle imprese.

S17. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione di misure per l'accorpamento degli ambiti con numero di clienti inferiore a 100.000.

Si condivide che delle misure per l'accorpamento degli ambiti di affidamento con un numero di clienti inferiore a 100.000 beneficino gli enti concedenti, dipendendo infatti un simile accorpamento dalla volontà e dalle scelte di questi ultimi. A tal fine potrebbero essere definiti corrispettivi da riconoscere alle stazioni appaltanti e agli enti concedenti, commisurati ai benefici attesi per effetto degli accorpamenti. Simili corrispettivi, non dipendendo la scelta dell'accorpamento dagli operatori del servizio, dovrebbero comunque essere trasferiti in tariffa.

Una possibilità al riguardo potrebbe essere studiata anche in relazione al corrispettivo *una tantum*

per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale oggetto della recente consultazione di cui al DCO 257/2012/R/gas. Si potrebbe infatti prevedere, in caso di aggregazione, di lasciare - in tutto o in parte - agli enti concedenti interessati la differenza tra la somma delle *una tantum* calcolate per gli ambiti non accorpati e l'*una tantum* determinata a seguito dell'accorpamento.

Di una simile *una tantum*, in ogni caso, come già osservato nella risposta di Enel Rete Gas al DCO 257/2012 (cui si rimanda), dovrebbe essere previsto il relativo recupero tariffario, trattandosi di un costo sostenuto dalle imprese nell'interesse generale e per effetto di obblighi normativi, a maggior ragione se parte di questo costo dovesse assumere valenza di incentivo all'accorpamento degli ambiti. Il D.M. n. 226/2011 non esclude infatti la possibilità di prevedere il recupero di tale onere attraverso la tariffa di distribuzione e un simile riconoscimento parrebbe in linea anche con i principi stabiliti dalla legge 481/95, trattandosi di un costo "standardizzato" sostenuto nell'interesse generale e (a differenza di quanto avvenuto in passato) per effetto di un intervenuto obbligo normativo.

S18. Osservazioni sull'ipotesi di soppressione del regime individuale.

Ove i criteri tariffari adottati per il nuovo periodo regolatorio consentano di trattare adeguatamente anche eventuali situazioni specifiche o particolari, non si rilevano in linea generale particolari controindicazioni al superamento del regime individuale, fermo restando che la soppressione di quest'ultimo potrebbe essere comunque vista da qualche operatore come penalizzante.

S19. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della regolazione per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale.

L'esigenza di una regolazione che assicuri la certezza del quadro tariffario vale ovviamente anche per la distribuzione di gas diversi dal naturale, in particolare tenendo conto della marginalità geografica e delle condizioni di particolare impegno economico per la realizzazione di reti urbane di GPL, nonché delle successive difficoltà di penetrazione in termini di acquisizione di utenza, che richiedono una stabilità di prospettiva di lungo periodo per poter pianificare e realizzare gli investimenti.

In merito all'orientamento di introdurre una regolazione specifica per questo settore fondata su logiche di costi *standard*, da introdurre anche con eventuali meccanismi di gradualità, si manifestano perplessità per certi versi simili a quelle già manifestate per la distribuzione del gas naturale, tenuto conto delle molteplici specificità locali che caratterizzano la distribuzione canalizzata dei gas diversi dal naturale (tipicamente il GPL).

Si ritiene invece che il sistema delineato con la delibera ARG/gas 159/08 – seppur con le difficoltà emerse soprattutto nella prima fase di attuazione della stessa e ben note all'Autorità – possa

costituire la base anche per il prossimo periodo regolatorio, introducendo magari alcune modifiche ed integrazioni volte ad un miglior raggiungimento degli obiettivi di certezza e continuità della regolazione.

Proprio in considerazione della marginalità geografica e delle condizioni di particolare impegno economico per la realizzazione di reti urbane di GPL, nonché delle successive difficoltà di penetrazione in termini di acquisizione di utenza, potrebbero essere adottati, ad esempio, meccanismi, magari semplificati, di perequazione con il gas naturale.

S20. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione della sicurezza e continuità del servizio.

Circa gli orientamenti dell'Autorità per il nuovo periodo regolatorio, anche in vista della notevole evoluzione del settore con gli affidamenti per ambito territoriale, si condividono le necessità di:

- verificare i perimetri di applicazione dei meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza e in relazione ai quali determinare e/o eventuale aggiornare i relativi livelli di partenza e tendenziali;
- semplificare e razionalizzare degli adempimenti legati all'anagrafica territoriale e alle dinamiche di aggiornamento conseguenti alle gare d'ambito, con massicci trasferimenti di gestioni da un operatore ad un altro;
- prevedere meccanismi di contenimento del rischio per le imprese distributrici soggette alla regolazione premi-penalità, con particolare riferimento agli effetti economici degli incidenti da gas di responsabilità delle imprese distributrici, che dovrebbero essere limitati solo all'impianto oggetto dell'incidente (chiarendo opportunamente anche la stessa definizione di incidente al fine di escludere particolari eventi che altrimenti risulterebbero ingiustificatamente penalizzanti), e meccanismi di diluizione/parziale annullamento delle penalità.

In merito al primo degli aspetti sopra indicati, si evidenzia in particolare che l'entità dei cambi di gestione sugli impianti, per effetto dei nuovi affidamenti del servizio per ambito, potrebbe rendere necessario per il futuro predefinire eventuali meccanismi di rimodulazione dei parametri di riferimento su cui è impostato l'attuale sistema di premi/penalità, definito in un momento in cui la prospettiva delle gare per ambito non era ancora così prossima e quindi probabilmente impostato su presupposti che consideravano come prevalente l'ipotesi della continuità di gestione da parte del medesimo esercente. In altri termini dovrebbe essere opportunamente verificato e rivisto quanto attualmente stabilito dall'art. 32, comma 32.10, della RQDG in materia di ridefinizione del livello di partenza in caso di variazione del numero di clienti finali al di sopra di una certa soglia, per effetto di scadenze o rinnovi di concessione a livello comunale.

In una logica di proporzionalità e di "raccordo" tra ante (l'attuale periodo) e post (periodo con gare di bacino in fase matura) e in relazione della presumibile dinamica di presa in carico dei singoli Comuni di ambito da parte del nuovo affidatario, il ricalcolo dei livelli potrebbe avvenire periodicamente (ad es.: 1 volta all'anno) allo scattare del valore di alcuni parametri (es. prefissata



variazione percentuale, in più o in meno, del numero di clienti) o in alternativa su richiesta della società, ripetibile per non più di un certo numero di volte nell'arco del periodo regolatorio.

Per quanto riguarda, poi, il terzo aspetto sopra evidenziato (revisione degli effetti economici degli incidenti da gas), si rileva che gli effetti di quanto previsto dall'articolo 32, comma 32.19, della RQDG, relativi alla penalizzazione dell'esercente in caso di incidente, possono risultare talora sproporzionati e dovrebbero essere quindi limitati solo all'impianto interessato.

Anche la definizione di incidente dovrebbe essere meglio esplicitata al fine di escludere eventi con caratteristiche particolari (ad esempio i casi di dispersione di gas che hanno avuto come unica conseguenza la riparazione effettuata dal distributore sul proprio impianto, con importo dell'intervento superiore a 1.000 euro). Una simile miglior esplicitazione della definizione di incidente potrebbe poi essere accompagnata anche da una ridefinizione delle soglie economiche che caratterizzano gli incidenti da gas.

In una logica di simmetria di regolazione, non si condivide invece che i meccanismi premi-penalità siano obbligatori solo per gli operatori al di sopra di una determinata soglia dimensionale. Si ritiene infatti che l'applicazione della regolazione incentivante/penalizzante debba essere obbligatoria, come già previsto dalle attuali disposizioni, pur con le deroghe transitoriamente concesse agli operatori di minori dimensioni.

Sempre in materia di regolazione della sicurezza del servizio di distribuzione gas ed in relazione all'evoluzione normativa in materia di affidamento del servizio di distribuzione gas per ambito territoriale, si ritiene sia necessario valutare (e quindi se ne suggerisce la messa in consultazione) per quali parametri sarà opportuno introdurre una gestione per "ambito territoriale" e per quali altri sarà invece opportuno mantenere una "visione" per singolo impianto di distribuzione.

Tra i primi si potrebbero considerare, ad esempio, gli standard sul tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, che dovrebbero essere misurati per ambito più che per impianto, superando in tal modo anche le problematiche rilevate su impianti con un ridottissimo numero di chiamate nell'anno, non risolte con l'introduzione della franchigia di n. 1 sola chiamata oltre lo standard.

Ulteriori aspetti di cui valutare una diversa regolazione nel prossimo periodo regolatorio potranno essere approfonditi in occasione delle consultazioni annunciate entro l'autunno del corrente anno.

S21. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione della qualità commerciale.

In merito agli obiettivi riguardanti la qualità commerciale indicati nel DCO, si osserva quanto segue. Si condivide in linea generale l'orientamento volto all'adozione del preventivo rapido anche per il settore gas, nello spirito di uniformare la regolazione a quella del settore elettrico, anche se si ritiene indispensabile tener conto di alcune peculiarità del settore gas. In particolare si dovrà tener

conto del fatto che nella distribuzione gas molti dei corrispettivi sono fissati nei titoli concessori/di affidamento e solo qualora gli stessi non siano previsti a livello di concessione viene applicato un prezzario unico nazionale.

In prima analisi si ritiene che l'applicazione del preventivo rapido anche nel settore del gas possa essere applicato solo ad alcuni tipi di prestazione e ad alcuni tipologie di lavori semplici. Eventuali ulteriori considerazioni potranno essere formulate in occasione delle prossime consultazioni quando saranno esplicitate le modalità di applicazione del preventivo rapido anche al settore gas.

Per quanto riguarda la progressiva trasformazione degli standard generali in standard specifici si ritiene che l'attuale suddivisione tra standard generali e specifici sia equilibrata e quindi ci si riserva di formulare considerazioni specifiche sulle proposte di dettaglio che saranno formulate nelle successive consultazioni circa gli standard generali di cui verrà proposta la trasformazione in specifici.

In merito alla revisione di alcuni standard sulla base dei livelli effettivi rilevati nel corso degli anni, si osserva che già negli scorsi anni sono state applicate riduzioni dei livelli di riferimento ed il fatto che i tempi medi consuntivati dalle aziende possano risultare sensibilmente inferiori ai livelli di riferimento non significa che un loro ulteriore abbassamento *tout-court* possa essere introdotto senza impatto per le imprese. L'abbassamento del livello di riferimento infatti, anche a parità di tempo medio di esecuzione delle prestazioni, aumenta il peso delle "code" fuori standard con conseguente aumento degli indennizzi automatici.

Per quanto riguarda poi l'ipotesi di aggiornamento degli importi degli indennizzi automatici, si ritiene che i valori attuali rappresentino già un disincentivo all'esecuzione delle prestazioni oltre i tempi previsti e non si ravvisa quindi la necessità di rivedere gli importi rispetto a quelli già previsti nella RQDG (se non, al limite, al fine di aggiornarli per effetto dell'inflazione).

Si concorda, infine, con la proposta dell'Autorità di addivenire ad una semplificazione della regolazione, con particolare riferimento allo standard relativo alla verifica del Gruppo di Misura alla luce anche delle problematiche tuttora non risolte legate ad alcuni aspetti delle modalità di ricostruzione dei consumi a seguito di accertamento di malfunzionamento di un misuratore gas di cui alla delibera ARG/gas 7/10.

Anche in relazione al 4° periodo di regolazione della qualità commerciale, si conferma la necessità di adottare le modifiche sugli aspetti specifici evidenziati in risposta allo spunto per la consultazione S3, qualora non già adottate in tutto o in parte dal 2013 (riguardanti: unità di misura del tempo di riattivazione della fornitura dopo sospensione per morosità; orario di ricevibilità delle relative richieste; switching concomitante a riattivazione dopo sospensione per morosità; riattivazioni a seguito di revoca tardiva della richiesta di sospensione per morosità).

S22. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione della qualità del servizio di misura.

Pur rimandando l'approfondimento alla prossima consultazione specifica prevista per la qualità del

servizio di misura, si rileva già da ora che, per quanto concerne l'attività periodica di rilevamento delle misure, è ad oggi previsto uno standard specifico di tempo di raccolta della misura definito dall'art. 44 bis della RQDG, con il preciso scopo di incrementare il tasso di dati di consumo basati su raccolte effettive anziché su stime. Non sembrerebbe pertanto necessario al riguardo introdurre ulteriori livelli specifici.

In merito all'attività di raccolta della misura di switch ci si riserva invece di formulare osservazioni di dettaglio alla consultazione specifica dedicata, anche se in prima battuta si ritiene che eventuali indicatori di qualità possano riguardare solo i misuratori accessibili.

In generale si osserva, comunque, che qualsiasi modifica dell'attuale quadro relativo al controllo della qualità di misura dovrà tenere in considerazione che nel prossimo periodo regolatorio una parte delle misure raccolte deriverà da sistemi elettronici da remoto ,conformi ai requisiti minimi di cui alla delibera ARG/gas 155/08 con peculiarità diverse rispetto ai sistemi di raccolta tradizionali.

Per quanto riguarda infine l'individuazione di indicatori di performance nel rispetto degli obblighi di messa a disposizione dei dati di misura e della "bontà" dei dati trasferiti, si rileva che l'analisi dovrebbe interessare anche i dati di autolettura trasmessi dalle società di vendita alle imprese di distribuzione.