

**RISPOSTA DI ENEL RETE GAS S.p.A. AL**  
**DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 359/2013/R/GAS**

**“ORIENTAMENTI FINALI PER LA DETERMINAZIONE DEL COSTO  
RICONOSCIUTO E DELLE TARIFFE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE  
E MISURA DEL GAS NEL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE”**

**OSSERVAZIONI GENERALI**

Enel Rete Gas, anche a nome di G6 Rete Gas (controllata al 100%), formula le proprie osservazioni sugli orientamenti delineati dall'Autorità nel documento di consultazione 359/2013/R/gas (di seguito anche DCO) in materia di tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione.

La regolazione tariffaria è di fondamentale importanza per le imprese di distribuzione, dato che rappresenta la sintesi sia degli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio sia di quelli riferibili al valore delle stesse aziende.

Quella tariffaria peraltro è la leva principale da cui dipende lo sviluppo degli investimenti sulla rete: la regolazione tariffaria può incentivarli o deprimerli, può attrarre o allontanare capitali, oltre che avere rilevanti impatti a livello occupazionale.

Come già osservato in risposta ai precedenti documenti di consultazione (341/2012/R/gas, 56/2013/R/gas e 257/2013/R/gas), quello di prossimo avvio sarà un **periodo regolatorio particolarmente importante** perché interessa anni in cui si attuerà una notevole **trasformazione del sistema della distribuzione gas** attraverso i **nuovi affidamenti per ambito territoriale**. La regolazione del nuovo periodo dovrà quindi agevolare la transizione della distribuzione gas al nuovo assetto delle gestioni per ambito e dovrà quindi tener conto di questa nuova prospettiva, assicurando ancor più **meccanismi di stabilità, prevedibilità e certezza dei ricavi, oltre ad un'adequata remunerazione**, indispensabili per rendere possibile l'attuazione degli **ingenti investimenti che dovranno essere affrontati dalle imprese**.

Considerando che Enel Rete Gas rappresenta circa 1/6 del segmento della distribuzione gas in Italia e dovrebbe effettuare nei prossimi dieci anni investimenti per circa 2,7 miliardi di euro (al netto degli investimenti per le gare d'ambito), si possono stimare oltre 15 miliardi di euro di investimenti nel settore, nell'arco del prossimo decennio. Investimenti di questa importanza e dimensione saranno possibili solo attingendo al sistema finanziario anche internazionale, che potrà essere coinvolto solo ove sia garantita attrattività al settore, tramite un'adequata remunerazione del capitale investito.

Il DCO, pur rappresentando il quarto documento di consultazione sulla materia, contiene in buona parte ancora orientamenti generali senza dettagli o indicazioni numeriche circa le relative proposte (ad esempio sui valori delle componenti a copertura dei costi centralizzati e dei costi operativi o sui valori dell'X-factor di cui si prevede l'applicazione, neppure come *range*), con indirizzi sulla definizione di alcune componenti tariffarie di grande rilevanza (WACC per la remunerazione del capitale e ammortamenti) che se tradotti tal quali in un provvedimento, determinerebbero notevoli effetti negativi per il settore:

- un primo effetto negativo – immediato e diretto – sulle imprese di distribuzione, che vedrebbero pesantemente decurtati i ricavi di bilancio, non avrebbero più certezza sul riconoscimento degli investimenti effettuati e troverebbero, quindi, enormi difficoltà anche per la programmazione dei propri piani di investimento per il futuro;
- un secondo effetto negativo – indotto – sull'intero sistema, conseguenza di una sfiducia degli investitori in un settore non più in grado di assicurare il ritorno economico degli investimenti, con il risultato, estremamente negativo, di allontanare i capitali da un fondamentale servizio di pubblica utilità, quale è quello della distribuzione del gas naturale.

Non si tratterebbe, quindi, solo di una riduzione dei ricavi delle aziende, ma di un segnale con ritorni negativi in termini di mantenimento e sviluppo di un settore che ha sempre garantito elevati standard di sicurezza, affidabilità ed efficienza e una sostanziale stabilità a livello occupazionale.

Pertanto, a questa grave penalizzazione, non solo dell'industria ma anche del sistema Paese, non farebbero neppure riscontro apprezzabili vantaggi per il consumatore finale. Questo perché, come certamente noto, si farebbe leva su un segmento della filiera che pesa circa per solo il 13% rispetto al prezzo finale del prodotto, quindi per poco più di un decimo.

Gli **orientamenti che suscitano per il momento maggiori perplessità e preoccupazione**, tra quelli più compiutamente delineati, sono quelli relativi alla **definizione del WACC** per la distribuzione gas, al **trattamento dei contributi ai fini degli ammortamenti tariffari** e all'ipotesi di **allungamento della vita regolatoria dei cespiti**, in particolare per le ragioni di seguito evidenziate.

- **WACC**

In relazione a quanto più sopra evidenziato, la capacità di attrarre capitali internazionali si basa sul confronto tra attrattività di settori regolati in altri Paesi europei e l'attrattività di analoghi settori regolati all'interno dello stesso Paese.

In considerazione del fatto che la distribuzione gas viene identificata dalle Authority europee come attività più rischiosa rispetto a quelle di altri settori energetici e che il nostro Paese è caratterizzato da un maggior livello di rischio per gli investimenti, si deduce come conseguenza che **il WACC della distribuzione gas debba essere caratterizzato dal valore in assoluto più elevato tra quelli presi in esame.**

In particolare, si ritiene che **i valori del parametro relativo al rischio sistematico ( $\beta$  unlevered) per l'attività di distribuzione e per quella di misura non possano essere uniformati a quelli di altri settori** e non possano pertanto essere inferiori a quelli adottati per il corrente periodo di regolazione (con un valore  $\beta$  levered rispettivamente di 0,65 e 0,73). Ciò in considerazione del fatto che il prossimo periodo di regolazione sarà interessato dallo svolgimento delle gare per l'aggiudicazione degli ambiti territoriali e, soprattutto, che la durata degli affidamenti (massimo 12 anni) risulta ancora molto ridotta rispetto ad altri settori.

Analogamente, **la proposta di unificazione dei coefficienti  $\beta$  per i servizi di distribuzione e misura non si ritiene condivisibile**, non ravvisando sostanziali variazioni rispetto alle considerazioni che avevano condotto l'Autorità a definire valori differenziati tra l'attività di distribuzione e di misura del gas per il terzo periodo di regolazione.

Peraltro si rileva che, nel prorogare all'anno 2013 la regolazione tariffaria del periodo 2009-2012, l'Autorità, aggiornando il tasso di rendimento delle attività prive di rischio non ha assunto la media degli ultimi 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale secondo i dati ufficiali forniti dalla Banca d'Italia.

Dato che nel prossimo periodo regolatorio l'aggiornamento del rendimento medio lordo del BTP a 10 anni verrà effettuato su una base temporale superiore all'anno (l'Autorità indica che possa avvenire su base biennale), al fine di impiegare valori che risentano meno possibile di oscillazioni di breve periodo, si ritiene che **il periodo di riferimento per calcolare il rendimento medio del BTP decennale debba essere fissato adottando una base temporale più ampia (un biennio, ovvero 24 mesi anziché 12).**

- **Trattamento dei contributi ai fini degli ammortamenti tariffari**

Si ritiene che **per i contributi ottenuti in passato**, nell'ambito di un trattamento tariffario ben definito e consolidato, **non debbano essere introdotte modifiche** rispetto a quanto avvenuto nell'arco dei precedenti periodi di regolazione sino al secondo anno del corrente periodo (2010), continuando ad assoggettarli a rivalutazione e degrado e con ammortamenti degli investimenti al lordo dei contributi percepiti, **al fine di non introdurre effetti retroattivi**.

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. In particolare verrebbero penalizzati gli operatori virtuosi che hanno dato impulso alla metanizzazione del Mezzogiorno, contribuendo allo sviluppo e al miglioramento delle infrastrutture del Paese; metanizzazione del Mezzogiorno – ricordiamo – che non sarebbe stata possibile senza l'apporto di contributi.

Eventuali **diversi orientamenti** potrebbero essere adottati solo se **riferiti esclusivamente ai**

**nuovi investimenti e ai nuovi contributi (dal 2014).**

Per il trattamento tariffario dei nuovi contributi ottenuti dalle imprese a decorrere dal nuovo periodo di regolazione potrebbero infatti essere eventualmente definite nuove regole, che consentano alle imprese di adeguare le politiche d'investimento e di sviluppo infrastrutturale alla luce di tale eventuale diverso trattamento tariffario.

**Gli orientamenti delineati nel DCO**, inoltre, **non considerano in alcun modo che i contributi costituiscono ricavi per le imprese e come tali hanno subito e subiscono l'imposizione fiscale** di cui dovrebbe essere consentito quanto meno il recupero, tenendone conto ai fini del computo dei nuovi ammortamenti tariffari.

- *Allungamento vita regolatoria dei cespiti*

**L'effetto di una simile impostazione agisce molto negativamente sugli ammortamenti.** In particolare l'effetto è tanto più negativo quanto maggiore è l'età del cespite, **penalizzando notevolmente le aspettative delle imprese su investimenti già da tempo realizzati** e che dovrebbero terminare il loro ciclo di vita utile senza variazioni.

Un **eventuale allungamento delle vite utili** potrebbe essere applicato **solo effettuando un corrispondente ricalcolo della RAB**, allineando per il passato le vite utili tariffarie alle durate utili stabilite dal D.M. 226/11 ai fini del calcolo del valore di rimborso degli impianti (VIR), distinguendo tra le durate fino al 30.09.2004 e le durate da applicare successivamente, dal 01.10.2004.

In subordine si ritiene di poter mantenere il "set" di vite utili adottato nel terzo periodo di regolazione.

\*\*\*

**Ai tre elementi** sopra evidenziati **corrisponde una grande rilevanza economica.** In relazione ad essi, in base alle valutazioni effettuate dalla nostra società e senza considerare eventuali ulteriori effetti derivanti dagli aspetti non ancora indicati in dettaglio (es.: componente a copertura dei costi operativi e X-factor) si produrrebbe, secondo l'impostazione delineata nel DCO, una **riduzione del 20 % sull'insieme delle corrispondenti componenti tariffarie e compresa tra il 10 e il 15% in riferimento ai ricavi complessivi.**

Una riduzione come quella prefigurata non potrebbe che produrre un forte **effetto depressivo sugli investimenti** oltre ad **impatti a livello occupazionale.**

Alla luce di quanto sopra **chiediamo che l'Autorità riveda gli orientamenti prefigurati nel DCO su WACC, trattamento dei contributi ai fini degli ammortamenti tariffari e ipotesi di allungamento della vita regolatoria dei cespiti, adottando opportuni correttivi,** secondo quanto più oltre specificato nelle risposte ai singoli spunti per la consultazione.

Per quanto concerne, poi, gli **orientamenti non ancora compiutamente definiti e privi di elementi numerici di dettaglio,** indispensabili per poter valutare globalmente quanto proposto (ad

esempio su valori delle componenti a **copertura dei costi centralizzati o dei costi operativi** o sui **valori dell’X-factor** previsto), si ritiene **necessario che vengano posti in consultazione** (con un’ulteriore consultazione – quindi – rispetto a quella in corso) **i valori parametrici proposti per il nuovo periodo di regolazione** e di cui sino ad oggi, dopo quattro consultazioni e diversamente rispetto a quanto avvenuto in occasione delle consultazioni per i precedenti periodi regolatori, non sono state fornite indicazioni quantitative.

Sugli altri aspetti affrontati nel DCO in merito alle **modalità di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB** sono prefigurati orientamenti per i quali si ritengono **necessari ulteriori approfondimenti** da parte dell’Autorità, anche attraverso eventuali specifiche consultazioni. Ciò, in particolare, in considerazione del fatto che **l’attuale proposta determina un notevole effetto distorsivo**, per effetto del quale gli operatori che si candidano ad essere “aggregatori” del sistema avrebbero una maggiore convenienza e maggiori vantaggi ad abbandonarlo piuttosto che a rimanervi, assumendo quell’atteggiamento che nelle aziende comincia ad essere caratterizzato con l’espressione “prendi i soldi e scappa”.

Alla luce delle tempistiche di decorrenza dei nuovi affidamenti per ambito e del fatto che, quindi, si tratta di aspetti con impatti che interverranno progressivamente a distanza di tempo dall’avvio del nuovo periodo regolatorio, si ritiene necessaria una fase di ulteriore riflessione su regole la cui definizione può essere completata anche dopo il 1° gennaio 2014.

Nel caso, invece, in cui l’Autorità ritenesse di non poter disgiungere la definizione di tali aspetti dagli altri con impatto sui ricavi sin dal primo giorno del nuovo periodo regolatorio, dovrebbe essere in alternativa valutata l’ipotesi di un prolungamento per un ulteriore anno delle regole dell’attuale periodo regolatorio, eventualmente anche disponendo l’aggiornamento dei parametri rappresentativi del WACC.

Oltre a quanto sopra rappresentato si evidenzia inoltre, ancora una volta e pur nella consapevolezza che l’argomento non costituisce oggetto specifico della presente consultazione, l’ingiusta penalizzazione che da alcuni anni grava sulle imprese di distribuzione per effetto di un contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico ben inferiore al prezzo dei titoli di efficienza energetica (TEE) che le stesse imprese di distribuzione devono acquistare per raggiungere gli obiettivi posti obbligatoriamente in capo ad esse.

Si tratta di un significativo onere improprio per i distributori, che non hanno alcuna possibilità di recupero e per i quali invece tale onere dovrebbe risultare del tutto “passante”, **come anche stabilito dalla stessa legge istitutiva dell’Autorità** (art. 2, comma 12 lettera e; comma 19 lettera b).

Con un valore di mercato dei TEE nell’ultimo anno di circa 105 euro (ma nel periodo gennaio-maggio 2013 il valore è stato ben superiore, raggiungendo anche punte di 114 euro) a fronte di un contributo tariffario riconosciuto di soli 87 euro, il differenziale impropriamente a carico delle imprese di distribuzione è di circa 18 euro per ogni TEE. Tale differenziale per un soggetto come Enel Rete

Gas, che insieme alla propria controllata G6 Rete Gas deve raggiungere un obiettivo annuo di circa 500.000 tep risparmiate (1 tep risparmiata = 1 TEE), **comporta un'ingiusta perdita secca, non recuperabile, di circa 9 mln di euro/anno**. Si tratta quindi di un valore economico negativo di notevole rilievo, confrontabile a quello già derivante dall'ingiusta e non recuperabile c.d. "Robin Tax".

Di seguito si riportano le risposte ai singoli spunti di consultazione, sviluppando in particolare quelli corrispondenti agli aspetti ritenuti più critici, secondo quanto più sopra evidenziato.

## **RISPOSTE AGLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

### ***S1. Osservazioni sull'ipotesi di definire un periodo regolatorio della durata di sei anni, con contestuale introduzione di meccanismi di revisione infra-periodo.***

Si considera condivisibile l'ipotesi di un'estensione temporale del periodo regolatorio come quella proposta, estendendone la durata da quattro a sei anni, definendo contestualmente adeguati meccanismi di aggiornamento infra-periodo.

### ***S2. Osservazioni sulle ipotesi di aggiornamento infra-periodo dei parametri del WACC.***

Non si ritiene condivisibile l'ipotesi di limitare l'aggiornamento infra-periodo dei parametri del WACC al solo tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF), prevedendone una cadenza triennale.

Un simile approccio non considera infatti che, nel momento in cui si applica un adeguamento ad una delle variabili che concorrono alla definizione del WACC, tramite la relativa formula, non si può anche non tener conto del fatto che al variare di questa grandezza possono essersi modificate anche altre grandezze parte esse stesse della medesima formula.

Riesce infatti difficile pensare che possa variare l'indice di riferimento dei BTP senza che siano variati altri parametri della formula di calcolo del WACC, come statisticamente analizzato nel tempo.

**L'aggiornamento infra-periodo**, oltre al solo tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF), **dovrebbe essere effettuato anche per gli altri parametri rilevanti ai fini della determinazione del WACC**, a cominciare dal parametro **ERP**, corrispondente al **premio di rischio del mercato** (*market risk premium*), **che dovrebbe in particolare essere aggiornato anche in avvio del periodo di regolazione rispetto ai valori adottati nei periodi regolatori precedenti**, secondo quanto meglio evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S17.

In ogni caso si ritiene che gli aggiornamenti da applicare infra-periodo dovrebbero essere preventivamente sottoposti a specifica consultazione nel loro dettaglio numerico, senza prevedere

un aggiornamento automatico, per dar modo a tutti i soggetti interessati di produrre elementi utili alla definizione più adeguata dei parametri in gioco.

***S3. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.***

Si reputa condivisibile l'utilizzo dei dati relativi all'anno 2011 quale riferimento per la fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti nel quarto periodo di regolazione, come già indicato in risposta ai precedenti documenti di consultazione.

Si ritiene tuttavia, come anche sottolineato in risposta al successivo spunto di consultazione S4, che la differenziazione dei costi operativi del servizio di distribuzione (effettivi e riconosciuti) debba essere effettuata solo in base alla densità della clientela servita, dato che i costi operativi e la manutenzione di località sono correlabili quasi esclusivamente alla densità di clienti e assai poco alla dimensione di impresa.

Inoltre, si ricorda che il riconoscimento del valore regolato COR derivante dal terzo periodo di regolazione, nel caso in cui il valore effettivo COE 2011 sia superiore, potrebbe risultare penalizzante laddove non tenesse conto dei costi operativi nel frattempo intervenuti (ad esempio costi sostenuti per il raggiungimento degli obblighi di efficienza energetica non coperti dal corrispondente contributo tariffario).

Infine, si ritiene indispensabile che vengano posti in consultazione elementi quantitativi e i valori parametrici dei costi operativi riconosciuti che l'Autorità è orientata ad adottare all'avvio del periodo di regolazione, nonché del valore dei tassi di recupero di produttività di cui viene prefigurata l'applicazione negli anni successivi.

***S4. Osservazioni sull'ipotesi di implementazione dell'opzione T1.A, illustrata nel documento 56/2013.***

Si ritiene che, anche in vista dei prossimi affidamenti per ATEM, sia opportuno privilegiare la classe di densità di clientela anziché la dimensione per operatore, rilevando di conseguenza il livello medio dei costi operativi nei bilanci delle imprese. I costi operativi di località sono infatti funzione quasi esclusivamente della densità (cfr. anche riposta allo spunto per la consultazione S3).

Si ritiene pertanto che, diversamente da quanto proposto dall'Autorità, sia preferibile l'adozione dell'opzione T1.B (riconoscimento dei costi operativi in base alla sola densità di clientela servita per le "vecchie" gestioni preesistenti ed associati all'ambito territoriale e differenziati per densità di clientela per le nuove gestioni d'ambito), allineando le logiche di riconoscimento dei costi operativi a quelle che saranno adottate con le gestioni per ambito, anche al fine di anticipare le tempistiche entro cui ci si possa avvicinare al raggiungimento della soglia efficiente cui sono già mediamente più vicini gli operatori di maggiori dimensioni.

Al riguardo si osserva che, secondo quanto evidenziato nel DCO (punto 9.20), l'Autorità indica di aver riscontrato in molti casi *“un certo grado di aleatorietà”* nei dati trasmessi dalle imprese distributrici con i rendiconti annuali separati e considera non attendibili i risultati desumibili in tali casi, ritenendo pertanto necessario limitare l'analisi ad un sottoinsieme di imprese (oltre cento imprese su un totale di circa 240), cui corrisponde comunque una copertura pari all'80% dei punti di riconsegna (pdr) serviti sul territorio nazionale. Il campione su cui in tal modo vengono effettuati i conteggi, anche se a copertura dell'80% dei pdr sul territorio nazionale, corrisponde già a meno del 50% delle aziende operanti nel settore e pertanto si ritiene che un'ulteriore suddivisione del campione per classe dimensionale comprometterebbe la rappresentatività dei costi operativi rilevati.

***S5. Osservazioni sui criteri individuati per la valorizzazione delle componenti da applicare alle “nuove” gestioni d'ambito.***

Si ritiene condivisibile la proposta di modulare il riconoscimento dei costi operativi unitari, prevedendo regole differenziate per il calcolo dei corrispettivi unitari nel primo triennio successivo all'affidamento del servizio. Eventuali efficienze derivanti dall'accorpamento delle precedenti gestioni per Comune saranno infatti conseguibili solo dopo alcuni anni dall'avvio dei nuovi affidamenti.

***S6. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura – installazione e manutenzione.***

Si prende atto con favore dell'intenzione dell'Autorità di tener conto di costi emergenti quali quelli derivanti dalle verifiche periodiche e casuali previste dal D.M. 75/12, nonché dalle comunicazioni periodiche delle anagrafiche dei gruppi di misura alle Camere di Commercio, per la fissazione dell'elemento aggiuntivo  $\Delta CVER_{unit,t}$ . Si ritiene corretto prevedere anche di fissare revisioni infra-periodo al fine di tenere conto di tutti i costi effettivamente sostenuti.

Si precisa tuttavia che, ai fini del dimensionamento dei costi da riconoscere a copertura delle attività di installazione e manutenzione degli apparati per la telelettura dei gruppi di misura di classe superiore a G6, è necessario tenere conto anche delle attività che il distributore è tenuto a eseguire per consentire un corretto ed efficiente funzionamento della funzionalità di telelettura e quindi per la manutenzione dei nuovi apparati di cui risultano equipaggiati i misuratori. Tra tali attività, che si aggiungono a quelle già considerate per le verifiche metrologiche, si indicano in particolare:

- la sostituzione dei moduli di batterie per l'alimentazione del convertitore di volume o del misuratore integrato, e del modem di comunicazione; per tali apparati infatti le specifiche tecniche emanate dagli enti di standardizzazione italiani (CIG ed UNI) prevedono durate delle batterie di alimentazione comprese tra i 2 ed i 5 anni;



- la manutenzione degli apparati a seguito di guasto degli stessi o di eventuali atti vandalici; a tal proposito si fa presente che ogni qualvolta si interrompe la catena di misura tra il contatore ed il convertitore di volumi, a seguito di un'attività di manutenzione o di riparazione, è anche necessario ri-certificare la "catena di misura" in presenza dell'ufficiale metrico, con un relativo costo da sostenere da parte delle imprese di distribuzione.

Per i motivi sopra elencati, si ritiene che già dal primo anno del prossimo periodo di regolazione il valore dell'elemento aggiuntivo  $\Delta CVER_{unit,t}$  dovrebbe essere adeguato, aumentandone il valore ad almeno 60 €, o in alternativa dovrebbe essere prevista un'ulteriore componente aggiuntiva rispetto alla  $\Delta CVER_{unit,t}$  che intercetti i costi sopracitati, diversi dagli oneri sostenuti per le verifiche metrologiche.

***S7. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi per la commercializzazione e per il servizio di misura raccolta, validazione e registrazione.***

Si è già evidenziato, in risposta al DCO 56/2013/R/gas, che il valore della componente a copertura dei costi per la raccolta, validazione e registrazione del servizio di misura dovrebbe tener conto di tutti i costi correlati alla gestione dei nuovi apparati dei misuratori di classe superiore a G6 (traffico telefonico, raccolta misure in campo in seguito a mancato funzionamento della telelettura, ecc.).

Ad integrazione di quanto già osservato in risposta alle precedenti consultazioni, si fa presente che i costi del traffico telefonico per tali apparati non sono paragonabili a quelli relativi ai contatori del mercato residenziale (c.d. *mass-market*), in quanto la quantità di dati che gli apparati per la telelettura con classe superiore a G6 trasmettono è notevolmente superiore a quella prevista per il *mass-market* (circa 8 volte maggiore). Questa condizione implica un aumento del costo per la trasmissione dei dati, amplificato anche, a causa della saltuaria indisponibilità del segnale GPRS, dalla necessità di utilizzo del canale SMS, tecnologia generalmente più costosa rispetto alla modalità GPRS.

Come proposto in risposta al DCO 257/2013/R/gas (cfr. risposta al relativo spunto per la consultazione S18), si ritiene quindi necessario introdurre, in analogia a quanto previsto per la componente  $t(ins)_t^{opex}$ , oltre alla componente  $base_t(rac)_t^{opex}$ , una componente aggiuntiva (es.  $\Delta CRAC_{unit}$ ) che intercetti adeguatamente gli extra-costi sopra indicati, da applicare ai gruppi di misura elettronici adeguati ai sensi della delibera ARG/gas 155/08. Tale nuova componente dovrebbe essere fissata su un valore pari ad almeno 26 €/anno per punto di riconsegna tele gestito.

Tale aumento di costi potrà essere controbilanciato da efficienze sui costi della componente  $base_t(rac)_t^{opex}$  conseguibili una volta completato il *roll out* dei contatori di nuova tipologia. Si ritiene

infatti che l'assunzione riportata nel DCO secondo cui *“con lo sviluppo della telelettura il costo relativo alla raccolta delle misure dovrebbe ridursi nel tempo”* possa essere verificata solo a valle del completamento del piano di *roll out* per i contatori corrispondenti al *mass-market* o comunque quando sarà adeguato una consistente parte del parco contatori esistente.

#### ***S8. Osservazioni sugli orientamenti finali per la fissazione dei tassi di recupero di produttività.***

In merito alla fissazione dell'*X-factor* relativo alla gestione delle infrastrutture della rete di distribuzione si ritiene indispensabile che vengano posti in consultazione i risultati dell'analisi di produttività svolta dall'Autorità con il supporto del Politecnico di Torino e del Politecnico di Milano, indicati come non ancora disponibili al momento della pubblicazione del DCO.

Non si ritiene infatti rispondente alle logiche di trasparenza e completezza del processo di formazione di provvedimenti sulla regolazione tariffaria non consentire agli operatori la possibilità di effettuare verifiche e formulare osservazioni sui livelli di dimensionamento di una componente tariffaria importante come quella relativa alla copertura dei costi operativi, sulla quale, dal primo periodo di regolazione ad oggi, il recupero di efficienza cumulato ha già superato il 40 per cento.

Ciò, in particolare, alla luce del fatto che nell'ambito dell'analisi di produttività, come evidenziato dalla stessa Autorità, è stata riscontrata una *“considerevole difettosità”* nei dati trasmessi dalle imprese distributrici nei rendiconti annuali separati che *“ha reso necessario limitare l'analisi a un sottoinsieme di imprese (oltre cento imprese su un totale di circa 240), comunque garantendo una copertura di oltre 80% dei punti di riconsegna serviti”*.

Anche per le valutazioni finalizzate al dimensionamento dell'*X-factor*, come anche per quelle relative alla determinazione del costo effettivo nell'anno di riferimento 2011 (cfr. quanto osservato in risposta allo spunto per la consultazione S4), il campione selezionato rappresenta quindi la struttura di costo di meno del 50% delle aziende operanti nel settore. La rappresentatività del campione potrebbe essere pertanto sensibilmente ridotta e ciò rende indispensabile che i risultati dell'analisi vengano resi oggetto di consultazione, preventivamente all'emanazione del provvedimento sulla regolazione tariffaria del prossimo periodo.

Come più sopra ricordato, inoltre, il recupero di produttività complessivo cumulato applicato dal primo periodo di regolazione alla distribuzione gas è pari ad oltre il 40 %, notevolmente superiore a quello applicato in altri settori (ad esempio nella distribuzione elettrica), ove a parità di periodi considerati si rilevano tassi applicati notevolmente inferiori, che pare difficile spiegare solo con un maggiore grado di efficienza già raggiunto negli altri settori.

Per quanto riguarda le nuove concessioni d'ambito si concorda con il prevedere l'azzeramento dell'*X-factor* per i primi due aggiornamenti tariffari successivi all'affidamento del servizio. Eventuali recuperi di efficienze infatti derivanti dall'accorpamento delle precedenti gestioni per Comune saranno conseguibili solo dopo alcuni anni dall'avvio dei nuovi affidamenti.

***S9. Osservazioni sulle ipotesi per l'introduzione e il calcolo del profit sharing alla fine del quarto periodo regolatorio.***

In merito all'introduzione di un meccanismo di *profit sharing* alla fine del quarto periodo di regolazione, si ritiene che la ripartizione dei benefici tra imprese e clienti finali debba comunque essere dimensionata per lasciare alle imprese adeguati incentivi a "battere" la regolazione. Rispetto a quanto attuato in tema di *profit sharing* in altri settori, l'entità della ripartizione dei benefici tra imprese e clienti finali dovrebbe inoltre tener conto del recupero di produttività complessivo cumulato già applicato al settore della distribuzione gas (oltre il 40 %) rispetto ad altri settori.

***S10. Osservazioni sugli orientamenti finali per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per le località in avviamento.***

Non si può fare a meno di osservare che il meccanismo proposto, nonostante la maggiorazione del costo operativo riconosciuto, rischia di non garantire un'adeguata copertura dei costi operativi in situazioni ove l'avvio del servizio è caratterizzato da un numero di pdr attivati molto basso.

Si ritiene pertanto che la maggiorazione in misura fissa per le località in avviamento non rappresenti una misura sufficiente e che dovrebbe invece essere stabilita una maggiorazione modulata in funzione del numero di pdr effettivamente attivati fino ad una certa soglia degli stessi pdr, superata la quale potrebbe essere adottato un valore fisso del coefficiente moltiplicativo, opportunamente quantificato.

In alternativa potrebbe essere mantenuto il meccanismo attuale, applicandolo però solo alle singole frazioni interessate dall'avviamento del servizio e considerando quindi il numero delle famiglie residenti in tali frazioni anziché nell'intero Comune considerato al fine di evitare effetti amplificativi impropri. Il "Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre" pubblicato dall'ISTAT dovrebbe infatti contenere anche i dati delle famiglie residenti per singola frazione dei Comuni.

***S11. Osservazioni sugli orientamenti per la fissazione del livello iniziale del capitale investito centralizzato.***

Si concorda con la proposta dell'Autorità di prevedere la fissazione dei livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *Immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* in modo uniforme sul territorio nazionale, in continuità con l'attuale assetto regolatorio. Per quanto riguarda l'ipotesi formulata al punto 15.9 del DCO (riduzione del costo unitario riconosciuto per gli ambiti di dimensione superiore alla media), si ritiene che tale possibilità possa essere prevista solo una volta assestato il nuovo assetto del settore con gli affidamenti per ambiti territoriali minimi. Solo successivamente a tale fase potranno essere compiutamente valutate, anche sulla base di dati concreti, eventuali modulazioni del costo riconosciuto sulla base della dimensione degli ambiti.

***S12. Osservazioni sugli orientamenti per la fissazione del livello iniziale del capitale investito centralizzato relativo al servizio di misura.***

Richiamando quanto già evidenziato in risposta ai DCO 56/2013/R/gas e 257/2013/R/gas, si ritiene che l'inclusione dei concentratori nel perimetro degli investimenti centralizzati non sia concettualmente corretta, in quanto essi sono parte integrante del sistema periferico di telemisura/telegestione al pari dei contatori telegestiti e dovrebbero quindi essere considerati cespiti di località, anziché cespiti centralizzati.

Il ridotto raggio di comunicazione, in termini di distanza, tra misuratori e concentratori richiede infatti che i concentratori siano posizionati capillarmente 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.

**Non considerando i concentratori come parte degli investimenti di località**, si introdurrebbe, per effetto della dinamica di cambio dei gestori conseguente alle gare, una **notevole inefficienza per il sistema** legata alla **possibile duplicazione della rete di concentratori rispetto a quella già installata e funzionante**, con il rischio di duplicazione dei relativi investimenti e conseguenti ricadute sulle tariffe.

Per contro, considerando i concentratori come parte integrante del sistema di misura di località, non si rilevano particolari rischi di condizionamento delle scelte del gestore subentrante rispetto alla tecnologia da adottare o alla scelta *make or buy* del sistema di telelettura/telegestione, dato che la tipologia di comunicazione tra concentratore e contatori è ormai consolidata nella frequenza/tecnologia WMBus 169MHz, che costituisce il riferimento generale. Pertanto, in caso di cambio gestore a seguito di gara, anche la rete dei concentratori potrebbe essere acquisita dal nuovo gestore e arruolata, al pari delle altre già gestite, secondo le proprie modalità di comunicazione tra concentratori e centrale di telemisura/telegestione (SAC), indipendentemente dal fatto che il nuovo gestore abbia intrapreso una scelta "*make*" o una scelta "*buy*" (in tale ultimo caso il *provider* potrebbe infatti gestire anche concentratori di proprietà del distributore o, in alternativa, potrebbe accordarsi con quest'ultimo per la loro l'acquisizione).

***S13. Osservazioni sugli orientamenti per la fissazione del livello iniziale del capitale investito relativo ai cespiti di località per il servizio di distribuzione del gas.***

Per la definizione del capitale investito di località si ritiene che, pur mantenendo l'impostazione generale dei precedenti periodi regolatori, debbano essere introdotti alcuni nuovi aspetti riguardanti il trattamento dei contributi rispetto al trattamento applicato per gli anni 2011, 2012 e 2013, come meglio precisato in risposta allo spunto per la consultazione S16, oltre che in merito al riconoscimento della differenza tra VIR e RAB.

In merito al perimetro del capitale investito di località, si ribadisce quanto già evidenziato in risposta allo spunto di consultazione S12 circa la **necessità di ricomprendere i concentratori tra**

**i cespiti di località, anziché tra i cespiti centralizzati**, in linea con quanto peraltro già previsto dalla deliberazione 532/2012/R/gas, riguardante lo stato di consistenza degli impianti e a cui si ritiene necessario si allinei anche la regolazione tariffaria.

Per quanto riguarda la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località, si ritiene condivisibile l'ipotesi di **confermare il criterio generale di valutazione del capitale investito netto di località ai fini regolatori basato sul costo storico rivalutato** per le gestioni comunali del vecchio regime che gradualmente confluiranno nelle gestioni d'ambito.

Al riguardo si ritiene che in caso di allungamento della vita utile dei cespiti dovrebbe peraltro essere ricalcolato il valore di inizio periodo delle immobilizzazioni di località.

Il ricalcolo della RAB dovrebbe essere effettuato, allineando per il passato le vite utili tariffarie alle durate utili stabilite dal D.M. 226/11 ai fini del calcolo del VIR, distinguendo tra le durate fino al 30.09.2004 e durate da applicare successivamente (ad es.: per le reti 60 anni fino al 30.09.2004 e 50 anni successivamente, dal 01.10.2004).

In riferimento alle gestioni comunali del vecchio regime che progressivamente confluiranno nelle gestioni d'ambito, l'Autorità propone di fissare il livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località distinguendo il caso in cui il gestore entrante coincida con il gestore uscente dal caso in cui tali soggetti differiscano. Mentre nel primo caso il capitale iniziale di località verrebbe calcolato sulla base del costo storico rivalutato (quindi sulla base della RAB esistente), nel secondo caso lo stesso capitale iniziale di località verrebbe fissato sulla base del VIR che il gestore entrante ha versato al gestore uscente per l'acquisto degli impianti.

E' evidente che un simile orientamento **non può essere condiviso perché introduce una forte discriminazione di trattamento tra concessioni di nuova acquisizione e concessioni riconfermate all'interno dell'ambito**, con il rischio che per le imprese che dovrebbero avere il ruolo di "aggregatori" del sistema sia più conveniente lasciare il sistema che rimanervi.

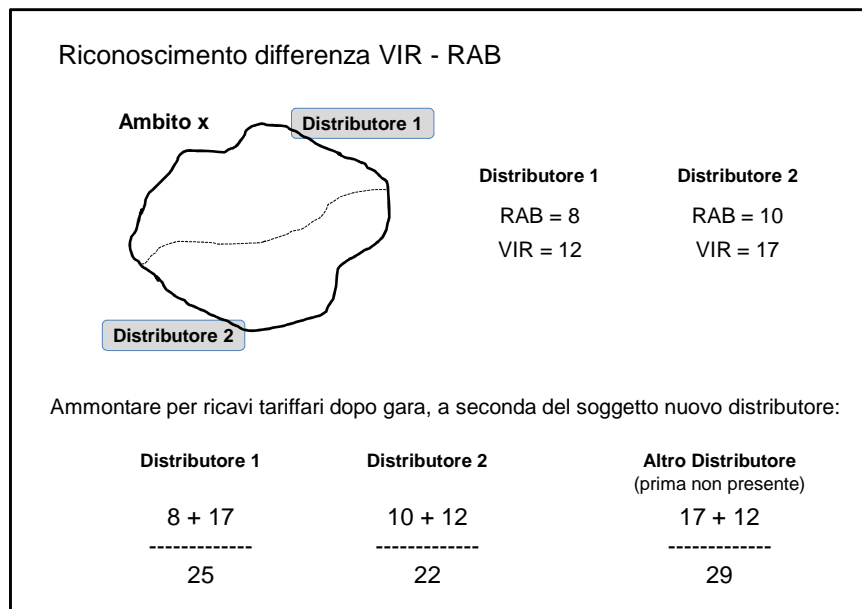
Le conseguenze potrebbero essere il disincentivo agli investimenti in un settore importante per la collettività come quello della distribuzione gas e la concreta possibilità che gran parte delle gare vada deserta.

La distorsività di un approccio come quello proposto nel DCO è ancor più evidente considerando che il capitale investito riconosciuto in tariffa, e quindi l'entità della tariffa stessa, potrebbero risultare significativamente diversi a seconda del soggetto che si aggiudica la gara.

Simili riflessi asimmetrici sulla tariffa genererebbero inevitabilmente una corrispondente distorsione concorrenziale in termini di canone destinato agli Enti Locali che, a parità di valori percentuali del canone offerto, potrebbero beneficiare di valori assoluti di canone differenti a seconda del soggetto che si aggiudica la gara, con canoni in valore assoluto più elevati per i concorrenti dell'incumbent anche a parità di percentuale offerta.

Si riporta di seguito, in forma schematica, un esempio che rappresenta l'evidente anomalia di

un'impostazione come quella prefigurata, che potrebbe indurre le Amministrazioni locali a "preferire" un soggetto piuttosto che un altro quale aggiudicatario della gara, come conseguenza dell'asimmetria di posizione tra i potenziali concorrenti sopra illustrata.



In aggiunta, l'asimmetria tariffaria derivante dall'esempio sopra riportato potrebbe altresì, a parità di canone % offerto a favore degli Enti Locali, generare un'asimmetria, questa volta in valore assoluto del canone medesimo, con il canone offerto dai concorrenti dell'incumbent di valore superiore rispetto a quello offerto da quest'ultimo.

***S14. Osservazioni sugli orientamenti per il trattamento dei casi di raggruppamento di imprese.***

Nel caso di gestioni di ambito, si ritiene ragionevole la proposta dell'Autorità di individuare come gestore entrante o gestore uscente, l'insieme delle società che costituiscono il raggruppamento di imprese.

***S15. Osservazioni sui criteri di determinazione del capitale circolante netto e delle poste rettificative.***

Si condivide la proposta dell'Autorità di confermare anche per il quarto periodo di regolazione la metodologia parametrica per la determinazione del capitale circolante netto.

In merito all'applicazione di una percentuale unica nazionale ai fini della valorizzazione delle poste rettificative, calcolata sulla base della loro incidenza valutata a livello aggregato nazionale, si ritiene opportuno che l'Autorità ponga in consultazione il valore di tale percentuale in modo che gli operatori

possano effettuare preventivamente proprie valutazioni e formulare eventuali osservazioni in merito.

### ***S16. Osservazioni sugli orientamenti per il trattamento dei contributi.***

Come evidenziato nelle *Osservazioni generali*, si ritiene che i contributi ottenuti in passato, nell'ambito di un trattamento tariffario ben definito e consolidato nell'arco dei precedenti periodi di regolazione, debbano essere trattati con la metodologia già applicata sino alla determinazione dei ricavi di riferimento degli anni 2009 e 2010 (rivalutazione e degrado dei contributi e ammortamenti al lordo dei contributi).

Diversamente si introdurrebbe di fatto una regolazione con effetti retroattivi, fortemente penalizzanti per gli operatori con una rilevante incidenza di investimenti contribuiti ancora da ammortizzare, effettuati in passato contando sull'aspettativa del riconoscimento dell'ammortamento sul capitale investito lordo.

La detrazione dei contributi pubblici e privati non solo ai fini della determinazione del capitale investito da remunerare ma anche ai fini della determinazione delle quote di ammortamento comporterebbe peraltro una "restituzione" non dovuta al sistema, trattandosi di contributi a fondo perduto (sia per i contributi pubblici che per quelli privati).

L'ammortamento sul capitale investito netto anziché sul capitale investito lordo rischia peraltro di pregiudicare il rimpiazzo dei beni alla fine della loro vita utile. Gli ammortamenti infatti, per definizione, servono a ricostituire il capitale necessario al rimpiazzo delle immobilizzazioni a conclusione del ciclo di vita, al termine del quale, con livelli inferiori di ammortamento dovuti al cambiamento di ricalcolo da parte dell'Autorità, non sarebbe possibile la ricostruzione dei beni<sup>1</sup> alle stesse condizioni con cui gli stessi erano stati originariamente realizzati (e che in assenza dei contributi non sarebbero stati altrimenti realizzati).

Per i contributi ottenuti dalle imprese a decorrere dal nuovo periodo di regolazione (quindi per i nuovi investimenti e per i nuovi contributi) potrebbero invece essere eventualmente definite nuove regole di trattamento tariffario a partire dal 2014.

Si sottolinea inoltre che negli orientamenti delineati dall'Autorità non si tiene in alcun modo conto del fatto che **i contributi costituiscono ricavi per le imprese e come tali hanno subito e subiscono l'imposizione fiscale di cui dovrebbe essere consentito quanto meno il recupero.**

Di ciò dovrebbe invece essere tenuto proporzionatamente conto ai fini del computo dei nuovi

---

<sup>1</sup> Si ricorda che **la stessa Autorità** nella **Relazione tecnica della delibera 237/00** indica che (cfr. par. 4.7) "*se si procede ad un ciclo di investimenti che mantenga il livello di efficienza nella situazione iniziale, sarà necessario effettuare investimenti di rinnovo pari in media agli ammortamenti economico – tecnici*" e che (cfr. par. 4.9) l'ammortamento è "*necessario a mantenere costante nel tempo il valore dei cespiti*" e che "*il riconoscimento delle quote di ammortamento tecniche corrisponde alla necessità di mantenere il valore del capitale investito, attraverso investimenti in rifacimenti degli impianti, manutenzione straordinaria, e in generale in tutto ciò che è necessario a garantire un'adeguata qualità, efficienza e sicurezza del servizio*".

ammortamenti tariffari nel caso in cui l'Autorità confermasse l'orientamento di calcolare gli ammortamenti al netto dei contributi.

In tal caso, inoltre:

- dovrebbe essere prevista, anche per il passato, la dismissione dei contributi percepiti per la realizzazione di cespiti, in concomitanza della dismissione di questi ultimi;
- in analogia a quanto avvenuto nel terzo periodo di regolazione (con il passaggio dal metodo parametrico alla ricostruzione del valore del capitale investito che fece emergere un montante maggiore di ammortamenti riconosciuto non nell'arco di un solo anno), **si dovrebbero introdurre elementi di gradualità al fine di limitare gli impatti finanziari in capo alle imprese di distribuzione.**

### ***S17. Osservazioni sugli orientamenti finali per la fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito.***

Per quanto riguarda la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), se da un lato sembra naturale mantenere l'applicazione di criteri di calcolo analoghi a quelli impiegati nei precedenti periodi regolatori, si rileva dall'altro che i parametri proposti alla base del calcolo del WACC comportano insostenibili riduzioni dei flussi di cassa delle aziende, come già evidenziato nelle *Osservazioni generali*.

Sulla base delle indicazioni contenute nel DCO, il WACC dell'attività di distribuzione e di quella di misura potrebbe risultare sensibilmente più basso rispetto agli attuali valori (7,7% per l'attività di distribuzione e 8,0% per l'attività di misura).

Nelle proposte dei parametri per la determinazione del WACC l'Autorità in particolare sembra non tener conto né della **specificità della distribuzione del gas rispetto ad altri comparti energetici**, né del **maggior rischio che caratterizza gli investimenti effettuati nel nostro Paese** rispetto a quelli effettuati altrove.

In merito alla specificità del settore, la distribuzione del gas presenta una maggior rischiosità dovuta *in primis* alla natura stessa del settore, caratterizzato da una concorrenza per il mercato che si esplica nella messa a gara del servizio, con le relative incertezze inerenti l'affidamento e l'automatica conseguenza che risulta di fatto impossibile ottenere extra-profitti. Un ulteriore notevole fattore di rischio è la breve durata degli affidamenti, sensibilmente più bassa di quella degli altri Paesi europei (con durate degli affidamenti della distribuzione gas molto superiori o addirittura indeterminate) e a quella di altri settori (anch'essi caratterizzati da affidamenti sensibilmente più prolungati o addirittura con durata indeterminata).

La peculiarità della distribuzione gas è riconosciuta peraltro anche a livello europeo dal CEER (Council of European Energy Regulators), che in un suo recente documento di raccomandazione



alla definizione di adeguati tassi di ritorno che incentivino nuovi investimenti (“*CEER Memo on Regulatory aspects of energy investment conditions in European countries*” dello scorso 4 luglio 2013), ha chiarito che all'attività di distribuzione gas **deve essere riconosciuta una specificità e un profilo di rischio tali da meritare una remunerazione del capitale investito superiore a quella di analoghe attività del settore elettrico.**

Per tali ragioni si ritiene che debba essere riconosciuta una maggiore remunerazione alla distribuzione rispetto ad altri comparti energetici.

Per quanto riguarda il “rischio Paese”, il periodo che l'Italia ha attraversato negli ultimi anni è stato caratterizzato da note difficoltà economiche che hanno accentuato la maggiore rischiosità di investimenti effettuati nel nostro Paese rispetto a quelli realizzati in altri Paesi europei. Circostanza, questa, che come noto si traduce nella necessità di riconoscimento di un maggiore premio di rischio.

Anche di ciò si ritiene debba essere tenuto conto nella fissazione del premio di rischio del mercato (*market risk premium*) impiegato nella formula per la determinazione del WACC.

**Non si condivide, inoltre, la prefigurata unificazione della remunerazione del capitale investito nella distribuzione e di quello investito nella misura** (derivante dall'unificazione dei coefficienti  $\beta$  relativi ai due servizi), dato che non si rilevano sostanziali variazioni rispetto alle considerazioni che avevano condotto l'Autorità a definire valori differenziati tra l'attività di distribuzione e di misura del gas per il terzo periodo di regolazione.

Si osserva, peraltro, che un approccio come quello prefigurato non risulterebbe di certo incentivante in avvio di un piano di investimento sfidante come quello di installazione dei nuovi contatori con funzionalità di telelettura e telegestione (che Enel Rete Gas ha già avviato nella città di Biella).

Di seguito si riportano alcune considerazioni di maggior dettaglio su quanto proposto nel DCO in relazione ad alcuni dei parametri alla base del calcolo del WACC.

#### **Risk free rate (RF)**

Per quanto riguarda le attività prive di rischio, come già osservato nelle *Osservazioni generali*, si ritiene che, come riferimento del tasso di rendimento, debba essere assunta la media dei valori del rendimento lordo dei BTP valutata su un periodo più ampio rispetto agli ultimi 12 mesi. Al fine di sterilizzare, o almeno ridurre, la volatilità dei mercati, particolarmente accentuata nell'ultimo quinquennio e anche alla luce della ipotizzata cadenza biennale di aggiornamento del parametro RF, si considera infatti più corretto utilizzare l'andamento dei BTP decennali su un periodo più lungo, riferito ai precedenti 24 mesi. Ciò permetterebbe di rendere le tariffe meno soggette a variazione e risulterebbe coerente con altre variabili presenti nel calcolo del WACC, per cui è

utilizzata una serie storica più lunga (per esempio ERP e *spread* per il costo del debito). A dimostrazione di quanto sopra, si rileva che l'utilizzo della media degli ultimi dodici mesi avrebbe comportato, in sede di adozione della deliberazione 436/2012/R/gas (riguardante la proroga al 2013 del periodo di regolazione 2009-2012), l'applicazione di un BTP decennale medio di 5,96% (calcolato sul periodo ottobre 2011 – settembre 2012), con un valore dello stesso WACC che sarebbe risultato molto più alto di quello determinato assumendo invece la media dei BTP decennali (5,24%) riferita non agli ultimi 12 mesi ma ad un periodo di 12 mesi pregresso (dicembre 2010 – novembre 2011).

Si ricorda inoltre come i tassi di rendimento dei BTP si siano peraltro artificiosamente ridotti in seguito all'introduzione di un regime fiscale più vantaggioso per essi, rispetto all'aumento della tassazione applicato a fine 2011 su analoghi strumenti finanziari.

### Systematic risk ( $\beta$ )

Per quanto riguarda i valori del parametro  $\beta$  relativi al rischio sistematico dell'attività, il già ricordato *memorandum* del CEER evidenzia che per il settore gas dovrebbe essere previsto un valore più alto rispetto a quello di altri settori (ad esempio il settore elettrico) in relazione alla considerazione di una maggior rischiosità del settore<sup>2</sup>.

I valori dell'indice di rischio sistematico proposti nel DCO (tra 0,39-0,41), anche se forse adeguati per altri settori, sono sottostimati per la distribuzione gas, dato che non tengono conto del nuovo contesto che la caratterizza (brevi durate degli affidamenti e gare), in relazione al quale sarebbe incongruente applicare un  $\beta$  derivante da altri settori o dal passato.

La stessa Autorità nel DCO 56/2013/R/gas stima che l'analisi relativa agli ultimi quattro anni evidenzia un valore medio del  $\beta$  unlevered per le imprese attive nella distribuzione del gas compreso tra 0,32 e 0,46.

Il mutamento strutturale del profilo di esposizione al rischio è legato ad una notevole discontinuità con i periodi regolatori passati che potrebbe essere riflessa in uno slittamento lungo la curva del  $\beta$  ed un avvicinamento del grado di rischio a quello oggi assegnato alle attività di stoccaggio (0,51).

Si propone quindi un coefficiente  $\beta$  unlevered che si attesti sui valori superiori del range individuato nel DCO 56/2013/R/gas per il settore della distribuzione gas e quindi 0,45-0,46.

Come già evidenziato nelle *Osservazioni Generali* e nelle precedenti consultazioni, non si condivide poi l'unificazione dei coefficienti  $\beta$  (grado di rischio sistematico dell'attività) di distribuzione e misura, utilizzati per il calcolo del WACC. L'attività di misura sarà soggetta infatti a investimenti fortemente innovativi e complessi nei prossimi anni per via dell'implementazione della

---

<sup>2</sup> Tale osservazione dovrebbe quanto più valere per la distribuzione gas rispetto alla distribuzione elettrica i cui affidamenti beneficiano di durate significativamente maggiori e sono assegnati tramite concessione statale e non tramite gara.

telegestione gas anche per i gruppi di misura *mass-market*. Al fine di rispettare i futuri obblighi di adeguamento dell'Autorità e incentivare quindi le imprese ad investire in soluzioni efficienti di telegestione/telemisura, si ritiene di mantenere stabile il differenziale fra  $\beta$  distribuzione e misura confermando un valore pari a 0,51 per il coefficiente  $\beta$  relativo all'attività di misura. L'ipotesi di mantenere i  $\beta$  distinti è rafforzata anche da quanto previsto dalla stessa Autorità per il settore elettrico, nel quale l'unificazione dei coefficienti  $\beta$  di distribuzione e misura è stata adottata solo successivamente all'implementazione dei contatori elettronici.

Un eventuale allineamento dei coefficienti  $\beta$  per la distribuzione e misura si ritiene quindi possa essere preso in considerazione solo a partire dal quinto periodo di regolazione, in concomitanza con l'avvenuto adeguamento, in maniera estensiva, del parco contatori con soluzioni di telegestione/telemisura gas.

### Market risk premium (ERP)

Come già evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S2, si ritiene che, in avvio del periodo di regolazione, debba essere aggiornato anche il parametro ERP, corrispondente al premio di rischio del mercato (*market risk premium*).

Tale parametro, che assume un peso molto elevato all'interno della formula per la determinazione del WACC, non risulta infatti essere stato aggiornato nel corso dei tre periodi regolatori precedenti (ultimi 13 anni) sulla base della considerazione (cfr. punto 22.7 della Relazione AIR della deliberazione ARG/gas 159/08) secondo cui, per l'Autorità, "*il livello del market risk premium non possa essere adattato per tenere conto delle variazioni riscontrate in archi temporali di limitata estensione*".

Il periodo che l'Italia ha attraversato negli ultimi anni e che si protrae ormai da diverso tempo è stato caratterizzato da note difficoltà economiche per il nostro Paese e da un'elevata volatilità dei mercati che hanno determinato, in un arco temporale che non si può più considerare "di limitata estensione", un deciso incremento del premio per il rischio di mercato per lo Stato italiano rispetto al passato.

L'Autorità, per il prossimo periodo regolatorio, prefigura di mantenere il *market risk premium* pari al 4%, valore che poteva essere idoneo alcuni anni fa, ma che oggi risulta piuttosto contenuto e poco adatto a garantire il reperimento di capitali. Nel mondo economico numerosi studi italiani e internazionali stimano per il comparto energetico valori di tale parametro sensibilmente superiori – e mai inferiori – al 5 per cento, con valori compresi tra il 5% e il 6,5%.

Si ritiene pertanto che, alla luce della condizione in cui si trova il sistema Italia da alcuni anni, il valore del parametro ERP debba essere aggiornato innalzandolo almeno al 5%.

Tale valore risulterebbe peraltro coerente con i valori medi, anche sul lungo o lunghissimo periodo, del premio di rischio per strumenti finanziari del tipo dei *bond*, come emerge da studi ed analisi effettuati in proposito (cfr. studio “*The WACC for the Dutch TSOs, DSOs, water companies and the Dutch Pilotage Organisation*” del 04.03.2013 di Brattle Group Inc., da cui è estratta la tabella sotto riportata).

Table 13: Historic Equity Risk Premium Relative to Bonds: 1900 - 2012					
	Geometric Mean [1]	Arithmetic Mean [2]	Average [3]	Standard Error [4]	Current Market Cap (\$mm) [5]
Belgium	2.3%	4.3%	3.3%	2.0%	312,551
Denmark	1.8%	3.3%	2.6%	1.6%	265,105
Finland	5.3%	8.9%	7.1%	2.8%	173,907
France	3.0%	5.3%	4.2%	2.1%	1,723,289
Germany	5.2%	8.6%	6.9%	2.7%	1,599,659
Ireland	2.6%	4.6%	3.6%	1.9%	124,002
Italy	3.4%	6.8%	5.1%	2.8%	502,150
The Netherlands	3.3%	5.6%	4.5%	2.1%	306,803
Norway	2.2%	5.2%	3.7%	2.6%	295,767
Spain	2.1%	4.1%	3.1%	1.9%	583,333
Sweden	2.9%	5.1%	4.0%	2.0%	644,287
Switzerland	2.0%	3.5%	2.8%	1.7%	1,328,124
United Kingdom	3.7%	5.0%	4.4%	1.6%	3,449,459
Europe	3.4%	4.8%	4.1%	1.5%	n/a
World	3.2%	4.4%	3.8%	1.4%	n/a
Average Eurozone	3.4%	6.0%	4.7%		
Value-Weighted Average Eurozone	3.6%	6.4%	5.0%		

Sources and Notes:  
 [1] - [4]: Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2013, Table 9.  
 [5]: Bloomberg LP as of 3/1/2013.

(Fonte: studio “*The WACC for the Dutch TSOs, DSOs, water companies and the Dutch Pilotage Organisation*” di Brattle Group Inc.)

Ovviamente, ove per un arco temporale di estensione sufficientemente ampia, dovessero in futuro tornare condizioni più favorevoli, il valore del parametro potrebbe essere nuovamente adeguato, anche in occasione dei previsti aggiornamenti infra-periodo, secondo quanto considerato in risposta allo spunto per la consultazione S2.

Si rileva, infine, che anche l'AGCOM per il settore delle telecomunicazioni del nostro Paese (caratterizzato – lo ricordiamo – da un minor rischio per una durata degli affidamenti indeterminata rispetto ad una durata assai più breve per gli affidamenti della distribuzione gas) ha fissato un valore del parametro ERP comunque superiore al 4% (in particolare ha assunto un valore pari a 4,5%), per un WACC che risulta pari al 9,36%.

\*\*\*

In merito all'adeguatezza del valore del WACC desumibile dagli orientamenti espressi nel DCO, è anche opportuno formulare un'ulteriore considerazione con riferimento alle previsioni del D.M. 226/11 sui “criteri di gara”.

Secondo quanto stabilito da tale decreto in sede di valutazione di non anomalia delle offerte presentate viene assunto, quale parametro di riferimento, il rendimento dell'investimento proposto dall'operatore, rendimento che ove fosse inferiore al 5% è causa di anomalia dell'offerta.

Il valore che il WACC dovrebbe assumere per il primo triennio del periodo regolatorio, sulla base degli orientamenti espressi dall'Autorità, corrisponderebbe di fatto, considerando l'elevata pressione fiscale esistente nel nostro Paese<sup>3</sup>, ad un valore reale post-tasse inferiore al 5%.

Fermo restando che si ritiene corretta la previsione di una soglia minima per evitare offerte non guidate da criteri economici o economico-finanziari, il valore reale del WACC post-tasse, secondo quanto prefigurato dall'Autorità, risulterebbe così basso da essere considerato addirittura "anomalo".

#### ***S18. Osservazioni sulle ipotesi di assorbimento del lag regolatorio.***

Si accoglie favorevolmente un approccio regolatorio che consenta alle imprese il recupero degli effetti del *lag* regolatorio.

Visto che per gestire la modalità proposta per compensare tale effetto le aziende dovranno strutturarsi per effettuare le rendicontazioni richieste (in particolare per il pre-consuntivo), si ritiene necessario che, almeno per i primi anni di applicazione delle nuove modalità, non vengano previste penali in caso di dati consuntivi inferiori ai dati di pre-consuntivo oppure che le eventuali penali siano applicate solo considerando scostamenti tra pre-consuntivo e consuntivo riferiti all'intera impresa (e non per località) e con una soglia di tolleranza del 10% anziché del 5 %.

#### ***S19. Osservazioni sugli orientamenti finali per la determinazione degli ammortamenti relativi ai cespiti centralizzati.***

Si ritiene condivisibile l'utilizzo delle stesse logiche del terzo periodo di regolazione per la determinazione degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni centralizzate, quindi con approccio di tipo parametrico volto a determinare il livello unitario degli ammortamenti (in euro/pdr) relativo alle tipologie di cespiti *Immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* nonché alle tipologie di cespiti relative all'attività di misura.

#### ***S20. Osservazioni sugli orientamenti per determinazione degli ammortamenti relativi ai cespiti di località.***

In merito al trattamento dei contributi si richiamano le osservazioni già formulate in risposta allo spunto per la consultazione S16.

---

<sup>3</sup> Quantificabile in almeno circa il 38%, considerando il 27,5% di IRES, il 4,39% di IRAP e ipotizzando il preannunciato abbassamento al 6,5% della c.d. "Robin tax". In caso di mantenimento dell'aliquota della "Robin tax" al 10,5%, la pressione fiscale sarebbe superiore al 42%.

Per quanto riguarda l'ipotesi di allungamento della vita regolatoria dei cespiti, si ritiene che una simile impostazione conduca ad un impatto eccessivamente negativo sugli ammortamenti, con effetti tanto più rilevanti quanto maggiore è l'età dei cespiti e con notevole penalizzazione per le aspettative delle imprese su investimenti già da tempo realizzati e che dovrebbero terminare la loro vita utile senza variazioni. Come rilevato nelle *Osservazioni generali* e anche in risposta allo spunto per la consultazione S13, un eventuale allungamento delle vite utili potrebbe essere applicato solo effettuando un corrispondente ricalcolo della RAB, allineando per il passato le vite utili tariffarie alle durate utili stabilite dal D.M. 226/11 ai fini del calcolo del valore di rimborso degli impianti (VIR), distinguendo tra le durate fino al 30.09.2004 (ad es. per le reti 60 anni) e le durate da applicare successivamente, dal 01.10.2004 (per le reti 50 anni).

In subordine si ritiene di poter mantenere il "set" di vite utili adottato nel terzo periodo di regolazione.

***S21. Osservazioni sui criteri di aggiornamento annuale dei corrispettivi a copertura dei costi di capitale delle immobilizzazioni nette centralizzate e delle immobilizzazioni centralizzate del servizio di misura.***

Non si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere che i valori dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi di capitale all'interno del periodo regolatorio siano aggiornati mediante l'applicazione del medesimo *X-factor* previsto per l'aggiornamento dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione.

***S22. Osservazioni sulle ipotesi per il riconoscimento dei nuovi investimenti.***

In merito all'ipotesi di adozione di valutazione a costi standard da introdurre a partire dalle tariffe applicate nell'anno 2017 con riferimento ai nuovi investimenti effettuati dal 2015, come già ribadito in risposta al DCO 56/2013/R/gas si osserva che a livello nazionale la maggior parte delle reti di distribuzione del gas naturale sono mature e quindi i nuovi investimenti su di esse (prevalentemente in manutenzione straordinaria o sostituzione) risultano assai poco "standardizzabili".

Si ritiene quindi perseguibile l'adozione di costi standard per nuovi investimenti solo ove questi siano riferiti a nuove estensioni oppure a nuove realizzazioni su aree non metanizzate e solo ove vengano fissati costi standard adeguati.

Non si concorda invece con l'applicazione del metodo del *price-cap* esteso anche alle componenti a copertura dei costi di capitale di località.

Si rimandano comunque più specifiche osservazioni alla consultazione annunciata nel DCO entro la primavera 2014.

***S23. Osservazioni sull'ipotesi di adozione di criteri parametrici per l'aggiornamento dello***

***stock di capitale valutato a VIR.***

Non sono chiarite sufficientemente nel DCO le modalità con cui dovrebbe essere introdotto il “vettore standard di pesi” per la ripartizione del VIR per anno di acquisizione.

Si ritiene pertanto che **tale ipotesi debba essere approfondita in successive consultazioni, insieme agli aspetti riguardanti le modalità di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB** a seguito dell'aggiudicazione delle nuove gare d'ambito e agli altri aspetti tariffari relativi a queste ultime.

***S24. Osservazioni sulle ipotesi per la determinazione del valore di rimborso a fine periodo.***

Si ritiene che anche tale ipotesi debba essere approfondita in successive consultazioni, insieme agli aspetti riguardanti le modalità di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB.

***S25. Osservazioni sulle ipotesi sull'introduzione di un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento.***

Con l'obiettivo di introdurre misure che per i nuovi investimenti abbiano l'obiettivo di stimolare lo sviluppo efficiente delle infrastrutture, si ritiene condivisibile introdurre, per i nuovi investimenti destinati a zone da metanizzare, nuove logiche da applicare ai meccanismi di riconoscimento dei costi di capitale nelle località di nuova metanizzazione. In ogni caso, fermo restando che simili nuove logiche non dovrebbero applicarsi a località in avviamento con investimenti già realizzati, ulteriori osservazioni potranno essere presentate solo nel momento in cui saranno forniti maggiori dettagli applicativi.

***S26. Osservazioni sulle ipotesi di struttura e articolazione della tariffa di riferimento.***

Si condivide l'impostazione di sostanziale continuità rispetto all'attuale periodo regolatorio, salvo quanto previsto per l'introduzione di una struttura binomia espressa in euro/pdr ed euro/Sm<sup>3</sup>, con allocazione sulla quota variabile del 5% dei costi operativi. Come già evidenziato in risposta al DCO 257/2013/R/gas, si ritiene che la proposta sia poco giustificata, dato il valore trascurabile della componente variabile dei costi operativi (sostanzialmente indipendenti, se non in misura assai poco rilevante, dai volumi distribuiti) a fronte delle complessità gestionali e dei relativi costi da sostenere.

In relazione a quanto sopra e tenuto conto dell'esigenza per le imprese di distribuzione di mantenere in esercizio ed in efficienza le proprie reti di distribuzione, indipendentemente dal numero di pdr serviti, potrebbe essere valutata la possibilità di adottare parametri di riferimento diversi dai volumi distribuiti, **più orientati a rappresentare la realtà fisica e dimensionale delle reti gestite (ad esempio l'estensione della rete in metri lineari).**

Per quanto riguarda la struttura della tariffa di riferimento relativa al servizio di misura si condivide

l'impostazione delineata nel DCO salvo quanto già ribadito allo spunto di consultazione S.12 in tema di concentratori.

In merito alla struttura della tariffa di riferimento relativa al servizio di commercializzazione si condivide la proposta dell'Autorità di confermare la definizione di una tariffa di riferimento in euro/pdr unica su base nazionale.

***S27. Osservazioni sulle ipotesi di struttura e articolazione delle tariffe obbligatorie.***

In merito all'introduzione di eventuali modifiche alle componenti UG<sub>1</sub>, GS, RE ed RS volte all'introduzione di scaglioni con corrispettivi unitari variabili, non si ritiene condivisibile l'impostazione proposta nel DCO, in quanto tale modifica comporterebbe elevati costi di implementazione e di sviluppo sui sistemi di fatturazione delle imprese di distribuzione e di quelle di vendita, di cui andrebbero opportunamente valutati gli effettivi benefici a vantaggio del cliente finale.

L'introduzione di modifiche alle componenti UG<sub>1</sub>, GS, RE ed RS comporterebbe anche la necessità di prevedere adeguate tempistiche di implementazione sui sistemi degli operatori, di cui si dovrebbe necessariamente tenere conto, anche alla luce del previsto avvio della nuova regolazione dal 1° gennaio 2014.

***S28. Osservazioni sull'ipotesi di differenziazione delle quote fisse per raggruppamenti di classi di gruppi di misura.***

Non si condivide la proposta presentata nel DCO, in quanto una simile impostazione (anche se adottata a partire dal 2015) comporterebbe rilevanti costi di implementazione per la modifica dei sistemi informatici delle imprese e genererebbe rilevanti complessità sulla fatturazione, per la necessità di segmentare per classe di contatore l'importo della quota fissa. Al riguardo si ribadisce quanto già evidenziato in risposta al DCO 257/2013/R/gas, ritenendo non efficiente un approccio regolatorio che introduca modifiche di rilievo alle logiche di calcolo dei sistemi tariffari e di fatturazione ad inizio di ogni periodo regolatorio, per gli ingenti costi di adeguamento (gravanti sulle imprese di distribuzione e sulle imprese di vendita, e quindi sul sistema gas nel suo complesso) e per i tempi necessari ai relativi adeguamenti.

***S29. Osservazioni sugli orientamenti finali relativi alla definizione degli ambiti tariffari.***

In merito alla definizione degli ambiti di applicazione delle tariffe obbligatorie, come già evidenziato in risposta al DCO 257/2013/R/gas, si concorda con l'opzione T5.0 (mantenimento dell'attuale ripartizione in sei aree geografiche), in quanto tale opzione non presenta particolari impatti in termini di costi di implementazione per le aziende e quindi per le stesse motivazioni per cui, per contro, non si condivide l'ipotesi di cui allo spunto per la consultazione precedente. In linea



generale si ritiene infatti non efficiente apportare modifiche di rilievo alle logiche di calcolo dei sistemi tariffari e di fatturazione ad inizio di ogni periodo regolatorio, in quanto gli ingenti costi di adeguamento (in carico sia alle imprese di distribuzione che alle imprese di vendita) sarebbero poi sostenuti dal sistema gas nel suo complesso.

***S30. Osservazioni sulle ipotesi di determinazione della componente tariffaria COL.***

Come già segnalato in risposta al DCO 257/2013/R/gas, si ritiene ragionevole l'introduzione di disposizioni volte ad impedire il conseguimento di ricavi superiori al valore del COL.

Il DCO 359/2013/R/gas non specifica tuttavia come, dopo aver diviso il valore di COL per il numero di pdr atteso per l'anno t sulla base della miglior stima disponibile, venga consuntivata la componente effettivamente fatturata in funzione del numero di pdr effettivo. Eventuali ulteriori osservazioni potranno quindi essere formulate nel momento in cui saranno forniti maggiori dettagli. In ogni caso si auspica che non vi siano incertezze interpretative e/o applicative tra tutti i soggetti interessati (ivi compresi anche i Comuni, beneficiari degli importi di cui alla componente COL stessa).

***S31. Osservazioni sulle ipotesi relative alla componente a copertura della differenza tra VIR e RAB.***

Data l'importanza del riconoscimento tariffario del delta VIR-RAB, ferme restando tutte le considerazioni di cui allo spunto di consultazione S13, sono necessari ulteriori approfondimenti anche attraverso specifiche consultazioni aggiuntive.

In prima battuta non si ritiene condivisibile prevedere componenti tariffarie comunali a copertura della differenza VIR-RAB nei casi in cui lo scostamento sia superiore al 25%. In tali casi infatti si avrebbero logiche di calcolo differenti tra località.

***S32. Osservazioni sulle ipotesi relative alla componente tariffaria ST.***

Non è chiaro l'orientamento di socializzare i benefici connessi agli sconti formulati in sede di gara. E' necessario perciò che l'Autorità fornisca maggiori dettagli in merito alla determinazione della componente tariffaria ST (ad esempio chiarendo l'eventuale valore di segno negativo della componente fatturata alle società di vendita) all'ambito della sua applicazione in considerazione delle complessità in termini di flussi informativi e modifiche necessarie ai sistemi di fatturazione.

***S33. Osservazioni sulle ipotesi di aggiornamento della tariffa obbligatoria.***

Si ritiene condivisibile quanto proposto, purché non vi sia un impatto sui meccanismi di perequazione. Si segnala che la stima della variazione dei volumi distribuiti, sulla base dei dati storici relativi ai volumi distribuiti opportunamente de-climatizzati e di una previsione di variazione dei punti di riconsegna dovrebbe essere opportunamente descritta secondo un'apposita

procedura, resa disponibile alle imprese distributrici.

Al riguardo si sottolinea che ogni modifica di rilievo alle logiche di calcolo dei sistemi tariffari e di fatturazione ad inizio di ogni periodo regolatorio, comporta ingenti costi di adeguamento oltre che tempi necessari ai relativi adeguamenti.

***S34. Osservazioni sulle ipotesi di strutturazione dei vincoli ai ricavi ammessi.***

Non si ritiene condivisibile l'ipotesi di legare il 5% del vincolo dei ricavi ammessi destinato alla copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione ai volumi distribuiti perché il distributore non dispone di leve in grado di influenzarli. Inoltre, considerando che la tariffa obbligatoria del distributore, compresi gli oneri di sistema, pesa per circa solo il 13% sul costo complessivo della fornitura, l'introduzione di componenti legate ai volumi porterebbe in ogni caso a variazioni del costo complessivo del servizio di fornitura per il cliente finale (rapporto tra costo fisso e variabile) assai poco significative (di entità stimabili in meno dello 0,2 e lo 0,5% del costo totale di fornitura), senza alcun beneficio apprezzabile per i clienti finali e con possibili costi aggiuntivi, invece, dovuti ai maggiori costi derivanti dall'implementazione dei sistemi informativi, rendicontazioni di dettaglio e maggiore complessità gestionale per gli operatori.

***S35. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione.***

Si condivide la proposta in quanto si ritiene che il meccanismo di perequazione, così come oggi implementato, è stato in grado di garantire certezza e prevedibilità dei ricavi (seppur con un loro differimento temporale).

***S36. Osservazioni sulle ipotesi relative a criteri determinazione d'ufficio, tempistiche di raccolta dati e rettifiche.***

Si ritengono condivisibili i criteri per la determinazione delle tariffe d'ufficio e per le rettifiche dati, mentre per le tempistiche di raccolta è preferibile l'ipotesi di cui al punto 35.13.

Non si condivide, per le ragioni espresse in risposta allo spunto di consultazione S18, l'ipotesi di tempistiche di raccolta dati, né – tantomeno – l'applicazione di penalizzazioni automatiche legate alla precisione di dati preconsuntivi, influenzati dalle più diverse dinamiche, variabili anche di anno in anno.

***S37. Osservazioni sulle ipotesi relative alla regolazione della distribuzione di gas diversi dal naturale.***

Come già segnalato con la risposta al DCO 257/2013/R/gas, non si condivide quanto proposto in merito alla reintroduzione della libertà tariffaria. In realtà una libertà tariffaria è già presente dato che la tariffa approvata rappresenta il livello massimo applicabile e nel caso di impossibilità pratica

di sua applicazione perché troppo elevato è, comunque, sempre possibile applicare tariffe ridotte. L' applicazione delle tariffe per operatore potrebbe risolvere, almeno parzialmente, simili situazioni, eliminando in parte fenomeni come quelli evidenziati che finiscono per enfatizzare anche l'effetto penalizzante del *lag* temporale sul riconoscimento degli investimenti.

**S38. Osservazioni sulle ipotesi relative all'introduzione di meccanismi volti a favorire l'uscita anticipata dal servizio nelle enclave.**

In linea generale si ritiene poco condivisibile un approccio che stabilisca il riconoscimento di incentivi solo caso per caso, *ex post*, sulla base di un'analisi costi benefici allegata ad una specifica istanza presentata al riguardo. Si ritiene, peraltro, che una simile impostazione non sembra rispondente a quanto previsto dall'art. 3, comma 2, del D.M. 19.01.2011 che indica che *"Con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono stabilite misure volte a incentivare l'anticipata risoluzione di cui al comma 1 ..."* e quindi sembra configurare le misure incentivanti come definite *ex ante* e non *ex post*, caso per caso.

**S39. Osservazioni sulle ipotesi relative al roll out dei misuratori elettronici.**

Per quanto riguarda le ipotesi di *roll out*, si ritiene corretto definire un'ipotesi di modifica di regolazione relativa al piano temporale dei gruppi di misura G4-G6 che tenga conto delle tempistiche previste per l'effettuazione delle gare per ambito così come derivanti dal D.M. 266/2011. In tal caso appare quindi indispensabile prevedere che gli anni necessari per lo sviluppo del piano temporale di *roll out* per la messa in servizio dei gruppi di misura siano conteggiati a partire dal primo anno di affidamento della gara per singolo ambito.

Si propone quindi che l'impresa di distribuzione, fermi restando gli obblighi di sostituzione dei gruppi di misura G4÷G6 con bollo metrico scaduto, sia tenuta a mettere in servizio il:

- 70% dei gruppi di misura G4-G6 presenti nell'ambito nei 5 anni successivi all'anno di affidamento del servizio;
- 90% dei gruppi di misura G4-G6 presenti nell'ambito nei 10 anni successivi all'anno di affidamento del servizio.

Secondo le stime effettuate da Enel Rete Gas, le proposte di rimodulazione degli obblighi di installazione sulla base delle scadenze per le gare per ambito permetterebbero di adeguare in maniera conforme ai requisiti funzionali minimi previsti dalla deliberazione 155/08 circa il 55% dei gruppi di misura al 2020 e il 90% dei gruppi di misura al 2025.

In coerenza con le proposte di rimodulazione degli obblighi di adeguamento di *roll out* definitivo dei gruppi di misura, andrebbe inoltre necessariamente differito l'obbligo di installazione dal 1 gennaio 2014 dei contatori elettronici conformi ai requisiti funzionali minimi previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08. In tal senso si propone di modificare il comma 10.4 della medesima deliberazione prevedendo l'obbligo di installazione di gruppi di misura conformi ai requisiti

funzionali minimi a partire dal primo anno successivo a quello di affidamento del servizio tramite gara per singolo ambito territoriale.

Nella fase antecedente le gare di affidamento del servizio per ambito, al fine di ricavare importanti indicazioni tecniche, economiche e operative utilizzabili poi nella fase successiva di vero e proprio *roll out* dei gruppi di misura, potrebbe essere incentivato l'avvio di prime installazioni sistematiche dei nuovi misuratori, in analogia a quanto previsto per l'avvio di progetti pilota *multi servizio* nella delibera 393/2013/R/gas.

Si ricorda che, per i contatori di classe G4-G6, Enel Rete Gas ha già presentato e avviato un progetto "pilota" da realizzare nella città di Biella, ove è prevista l'installazione di circa 20.000 nuovi contatori con funzionalità di telelettura e telegestione e ove i primi contatori teleletti verranno installati già entro il corrente anno. E' inoltre allo studio un secondo progetto "pilota", da realizzarsi nel 2014, per un totale di circa ulteriori 50.000 nuovi contatori teleletti.

Per quanto riguarda la sostenibilità economica di questo tipo di iniziative, in base ai dati di mercato in prima battuta disponibili, i costi d'investimento standard stabiliti dalla delibera 28/2012/R/gas potrebbero non risultare sufficienti a coprire i costi emergenti di adeguamento (fornitura, posa in opera e messa in servizio dei nuovi gruppi di misura) previsti.

Nello specifico quindi, con riferimento ai costi di investimento, si propongono alcune possibili forme di incentivi, da adottare in tutto o in parte:

- riconoscimento dei costi per i nuovi contatori elettronici installati così come consuntivati, fino ad un massimo del 150% dei costi standard stabiliti dall'Autorità per l'anno 2012, in deroga a quanto previsto dalla deliberazione 28/2012/R/gas, e così come stabilito nella delibera 393/2013/R/gas per l'incentivazione dei progetti pilota *multi servizio*, al fine di non lasciare le conseguenze dell'eventuale sottostima del costo standard in carico alle imprese che intendessero assumere il ruolo di *first mover*;
- introduzione un extra WACC del 2% per tutta la vita utile dei contatori o almeno per 12 anni, in analogia a quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 199/11 per i progetti smart grid;
- un contributo forfettario *una tantum*, riconosciuto al completamento della messa in servizio, come riconoscimento aggiuntivo degli investimenti per lo sviluppo del sistema e degli apparati centrali e periferici di tele gestione, pari a 500.000,00 (cinquecentomila/00); in alternativa un simile contributo potrebbe essere modulato in funzione dei contatori messi in telegestione, secondo una graduazione che preveda, ad esempio, 20 (venti/00) euro per i primi 5.000 punti telegestiti, più 15,00 (quindici/00) euro per punto telegestito eccedente i primi 5.000 e fino a 20.000 punti complessivi, più 10,00 (dieci/00) euro per punto telegestito eccedente i primi 20.000 punti fino a un massimo di 50.000 punti telegestiti totali;
- riconoscimento dei costi per i concentratori a consuntivo, indipendentemente dal fatto che questi vengano considerati come cespiti centralizzati o di località.

Per quanto riguarda i costi operativi si ritiene che dovrebbero essere poi previsti:

- un riconoscimento di almeno 8 € per pdr telegestito e per anno, per la durata di tre anni decorrenti dalla messa in servizio, a copertura dei costi di gestione apparati (rete comunicazione concentratori, aggiornamento software); in tale voce sarebbero inclusi anche i costi relativi al traffico telefonico dei concentratori, e la gestione da remoto della rete di concentratori e del dato di misura;
- un riconoscimento di 5 € per pdr telegestito e per anno, per la durata di tre anni decorrenti dalla messa in servizio, a copertura dei costi di “hosting” (manutenzioni apparecchiature e apparati centrali di telegestione). All’interno di tale voce è necessario tener conto anche delle attività di manutenzione sugli apparati a seguito di guasti ed atti vandalici, e degli eventuali canoni di servitù per l’utilizzo degli spazi per l’installazione del concentratore e la relativa fornitura di alimentazione elettrica.

***S40. Osservazioni sull’ipotesi di abolizione del regime individuale.***

Non si formulano particolari osservazioni circa l’ipotesi delineata nel DCO.