

**Osservazioni di Eni S.p.A. al documento per la consultazione 257/2013/R/GAS
dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas del 13 giugno 2013**

**"TARIFFE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS E MECCANISMI
DI PEREQUAZIONE PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE"**

San Donato Milanese, 10 giugno 2013

Con la presente Eni S.p.A. – Gas & Power (di seguito, **eni**) formula le proprie osservazioni al documento di consultazione “Tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas e meccanismi di perequazione per il quarto periodo di regolazione” (di seguito Documento). **Il presente documento è da considerarsi integralmente riservato.**

Il presente documento rientra nell’ambito dei procedimenti per la formazione dei provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, avviati rispettivamente con le deliberazioni 44/2012/R/GAS e ARG/GAS 64/11 e fa seguito alla pubblicazione del documento 341/2012, di inquadramento generale che delinea le principali linee di intervento e il 56/2013/R/GAS, nel quale l’AEEG illustrava i primi orientamenti per la determinazione del costo ai fini della fissazione delle tariffe del servizio di distribuzione e misura del gas. Nel presente documento i principali temi legati all’attività delle società di vendita, sono affrontanti nella parte II e VIII del DCO:

1. struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento:
 - a. ambiti tariffari
 - b. struttura delle tariffe obbligatorie
 - c. aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie
 - d. riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione
 - e. componente tariffaria a copertura della differenza tra VIR e RAB
2. riforma dei contributi di connessione.

In relazione alle tempistiche, entro l’estate 2013 è prevista la pubblicazione di un documento contenente gli orientamenti finali dell’Autorità in materia tariffaria e entro ottobre 2013 l’adozione del provvedimento finale, di approvazione della regolazione tariffaria per il quarto periodo, che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2014. A tale proposito osserviamo che un preavviso di soli 3 mesi non sarebbe compatibile con una riforma radicale dell’articolazione delle tariffe obbligatorie di distribuzione, come si spiegherà meglio nel seguito del documento, che richiederebbe investimenti ad hoc nei sistemi di fatturazione delle società di vendita e congrui tempi di implementazione non inferiori a 9 mesi.

Invece in relazione alla riforma dei contributi di connessione, si condividono le tempistiche proposte nel DCO, che prevedono il completamento nel corso del 2014 ed applicazione almeno a partire dal 2015. Ciò fatta salva la necessità che qualsiasi intervento regolatorio che vada a modificare processi già in vigore che presuppongono l’interazione di distributori e venditori siano accompagnate dalla contestuale definizione di adeguati standard di comunicazione, coerenti con le modifiche apportate.

Per quanto riguarda l’impostazione del sistema tariffario, Eni concorda con la proposta dell’Autorità di confermare l’attuale impostazione, che consiste nella determinazione di una tariffa di riferimento, articolata per località (che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa di distribuzione a copertura del costo riconosciuto), e una tariffa obbligatoria, articolata su sei ambiti, applicata agli utenti della rete e da questi ai clienti finali, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi. Si ritiene infatti che tale impostazione risponda a logiche di semplicità e trasparenza per i clienti finali e razionalità nella predisposizione delle offerte commerciali e nella fatturazione per i venditori.

Si riscontrano tuttavia nel DCO proposte innovative la cui messa in atto comporterebbe tempistiche incompatibili con l'entrata in vigore del nuovo assetto tariffario previsto da gennaio 2014. Inoltre la necessità di eventuali modifiche alla tariffa obbligatoria di distribuzione non deve minare la tanto auspicata semplificazione, ottenuta nell'attuale periodo regolatorio, circa gli ambiti e la struttura delle singole componenti tariffarie. Per tale motivo ci auguriamo che l'Autorità proceda verso quella semplificazione tariffaria sancita con la delibera 159/08 e che la tariffa obbligatoria di distribuzione per il prossimo periodo regolatorio non sia complessa e di onerosa gestione per gli operatori.

Infatti l'eventuale introduzione di componenti aggiuntive rispetto a quelle della tariffa obbligatoria che avessero un'articolazione diversa da quella degli attuali 6 ambiti (esempio comunale o addirittura per località), così come l'eventuale aumento degli ambiti tariffari delle tariffe obbligatorie, rappresenterebbe un deciso passo indietro, rispetto alla razionalizzazione operata con la delibera 159/08, verso la semplificazione e l'apertura alla concorrenza del mercato del gas.

Si riscontra, inoltre, come ulteriore criticità, l'assenza nel DCO di elementi di dettaglio relativi ad alcune tematiche, senza i quali non è possibile capire e valutare le proposte, ad esempio per la modifica del calcolo della componente COL o per il tema della rimodulazione delle componenti UG1, GS, RE, RS.

In generale Eni ritiene che alcune proposte contenute nel DCO (introduzione di una specifica componente tariffaria per l'applicazione per comune della differenza fra VIR e RAB; aumento degli ambiti tariffari; modulazione della tariffa in base alla classe del contatore) non tengano in sufficiente considerazione gli impatti che l'articolazione e la definizione delle tariffe di distribuzione determinano:

1. sulla comprensibilità delle bollette per i clienti finali: a tale proposito si sottolinea come casi di definizione o ricalcolo di componenti tariffarie in corso d'anno o comunque operati con un anticipo non adeguato determinano il ricorso a conguagli, che sono spessissimo fonte di reclamo da parte dei clienti;
2. sulla definizione e presentazione delle offerte da mercato libero: il Codice di condotta commerciale impone attualmente di allegare ad ogni proposta di contratto una scheda di confrontabilità che permetta al cliente di confrontare l'offerta da mercato libero con la tariffa di riferimento AEEG; già oggi non è agevole per i venditori dover abbinare ad ogni contratto 6 diverse schede di confrontabilità (una per ogni ambito tariffario) garantendo che siano correttamente distribuite (attraverso i diversi canali di vendita) nei territori di competenza, è quindi facilmente comprensibile come, se la tariffa di riferimento fosse definita per ogni singolo comune, tale previsione non sarebbe attuabile in nessuna maniera;
3. sulla percezione che i clienti finali hanno dello sviluppo del mercato e dell'affidabilità degli operatori e del sistema nel suo complesso: si ritiene infatti che un sistema in cui l'articolazione delle tariffe non sia sufficientemente stabile nel tempo e improntata a criteri di semplicità e certezza di calcolo, non faciliti la trasparenza e la comprensibilità da parte dei clienti, minando quindi la loro fiducia e disincentivando lo sviluppo della concorrenza. In questo senso riteniamo che la razionalizzazione sancita con la delibera 159/08 debba essere mantenuta e non vanificata dall'introduzione di componenti aggiuntive di maggiore dettaglio.

Osservazioni ai singoli spunti di consultazione

S4. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.5, con riferimento alla definizione degli ambiti tariffari rilevanti ai fini della determinazione della tariffa obbligatoria.

Eni ritiene che la soluzione migliore sia quella di mantenere l'articolazione delle tariffe obbligatorie nei 6 ambiti tariffari pre-esistenti, per i seguenti motivi:

- necessità di proseguire nel percorso di razionalizzazione introdotto con la delibera 159/08, così come argomentato nelle osservazioni generali al presente documento;
- il quarto periodo di regolazione sarà una fase di transizione verso il nuovo assetto delle modalità di affidamento delle concessioni in cui sarà impossibile far coincidere i 175 bacini di gara con gli ambiti tariffari;
- necessità di avere tempistiche adeguate per poter implementare eventuali modifiche ai sistemi di fatturazione che, in caso di aumento degli ambiti tariffari, sarebbero stimabili in non meno di 9 mesi.

S5. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.6, con riferimento alla revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione.

Eni condivide la necessità espressa dall'AEEG di aumentare il peso della quota fissa al fine di riflettere maggiormente la struttura dei costi sottostanti il servizio, bensì ritiene al contempo necessario procedere a tale modifica gradualmente e nell'ambito di una metodologia consolidata.

Per tale motivo, qualora AEEG non voglia adottare l'opzione T6.0, riteniamo che l'opzione T6.A (che riproporciona la quota variabile della tariffa obbligatoria) possa essere utile allo scopo e facilmente praticabile, a condizione che venga mantenuta l'attuale articolazione negli 8 scaglioni definiti dalla delibera 159/08, variando gli importi all'interno di ogni scaglione. Difatti, eventuali modifiche all'articolazione degli scaglioni non sono praticabili con le tempistiche previste per l'emissione della delibera finale e della sua entrata in vigore.

In relazione all'opzione T.6.B, la differenziazione delle quote fisse in base ai raggruppamenti dei gruppi di misura comporterebbe notevoli complessità ed oneri relativamente la gestione della fatturazione verso i clienti finali e la necessità di aggiungere un nuovo flusso informativo tra distributori e venditori, da standardizzare.

Riteniamo quindi tale opzione non praticabile per i seguenti motivi:

- prima di utilizzare un'informazione come parametro tariffario è necessario che tale informazione sia resa disponibile, aggiornata e gestita con un processo stabile e consolidato, cosa che oggi non può dirsi relativamente alle informazioni sulla classe del misuratore;
- inoltre sarebbero necessarie modifiche ai sistemi informativi di fatturazione non implementabili con le tempistiche a disposizione.

S6. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di misura.

Eni ritiene sia opportuno mantenere l'attuale unica componente fissa per la misura, anche in relazione a quanto espresso nei punti precedenti.

S7. Osservazioni in merito alla rimodulazione delle componenti UG1, GS, RE ed RS.

Eni, in relazione alla rimodulazione delle componenti di cui sopra, constata la mancanza di elementi specifici di dettaglio che dovrebbero tradurre il principio di degressività proposto. In ogni caso, anche in assenza di tali elementi specifici, non condividiamo comunque la rimodulazione delle componenti UG1, GS, RE e RS per le medesime motivazioni di cui al punto S.5.: come spiegato in premessa, la fatturazione di componenti della tariffa di distribuzione differenziate in base a specifiche caratteristiche del cliente comporterebbe considerevoli complessità ed oneri gestionali per la fatturazione verso i clienti finali.

Relativamente al paragrafo 10.29 del DCO, non si condivide che siano le società di vendita a dover gestire a responsabilità dell' "esazione" delle componenti aggiuntive, continuando a fatturare per scaglioni anche nel caso in cui venissero eliminati gli scaglioni della tariffa obbligatoria.

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative all'aggiornamento annuale delle quote variabili della tariffa obbligatoria.

Eni condivide la proposta.

S9. Osservazioni sull'ipotesi di intervento regolatorio con riferimento alla componente tariffaria canoni comunali.

Eni constata che mancano gli elementi di dettaglio del meccanismo che l'AEEG intende introdurre al fine di annullare gli effetti legati alla variazione del numero di punti di riconsegna serviti tra l'anno t-2, in cui viene definito il valore della componente COL poi approvato dall'AEEG, e l'anno t, in cui viene applicato.

In ogni caso, al fine di dare certezza alla determinazione dei corrispettivi COLc e garantire la corretta gestione dei flussi di costi e ricavi collegati, è necessario specificare meglio specificare le modalità di recupero di tale componente da parte delle società di vendita.

La gestione di questa componente, differenziata non solo per comune ma addirittura per località, infatti, ha comportato finora forti criticità per le società di vendita, non solo relative alla maggiore complessità nella fatturazione delle tariffe di distribuzione per i territori in cui viene applicata la maggiorazione, ma anche e soprattutto nell'individuare tali territori e nel reperire l'informazione sul corretto valore da applicare ad ogni pdr.

Infatti l'introduzione di questa componente non è mai stata accompagnata da obblighi di comunicazione da parte dei distributori ai venditori sul corretto valore da applicare in fattura: precisiamo che non siamo di fronte all'assenza di uno standard di comunicazione che faciliti l'adempimento di obblighi esistenti, ma siamo in assenza dell'obbligo stesso.

Il risultato è che il venditore paga puntualmente al distributore tale componente, scontando invece grosse difficoltà nell'applicazione ai clienti finali, poiché deve reperire le informazioni in vari modi: attraverso documenti di fatturazione dei distributori assolutamente non standardizzati (che quindi richiedono lavorazioni manuali per reperire le informazioni di interesse), invii di file ad hoc da parte dei distributori che spesso non contengono indicazioni univoche (ad esempio non sempre viene indicato il codice ISTAT del comune di riferimento ma a volte solo il nome del comune, con evidenti possibilità di errore), ecc.

E' da sottolineare, inoltre, che la pubblicazione annuale dell'ammontare della COLc per località non è un'informazione sufficiente al venditore per fatturare il cliente finale, perché si tratta di un ammontare totale, che deve poi essere diviso per il numero di pdr dell'impianto di distribuzione per ottenere l'ammontare in €/PDR/anno da fatturare su ogni pdr.

Infine, facciamo notare che anche l'associazione del valore puntuale della COLc (€/pdr/anno) alla località di applicazione non è un'informazione sufficiente per il venditore che deve applicare tale componente ai clienti finali perché, dopo la riforma degli ambiti tariffari operata con la delibera 159/08, la località non è più un parametro tariffario, pertanto i venditori non hanno l'informazione di quale località sia associata ad ogni pdr nella loro responsabilità: tale informazione non è presente né nelle comunicazioni che il distributore invia al venditore in caso di attivazione di un nuovo pdr, né in caso di switching, né in caso di attivazione dei servizi di ultima istanza. E' quindi particolarmente critico gestire i casi in cui non ci sia corrispondenza biunivoca fra comune e località.

Per questi motivi, e considerando anche il fatto che negli anni è molto aumentato il ricorso all'applicazione della COL (come numero di comuni interessati dal fenomeno), chiediamo con urgenza un intervento normativo volto a fornire alle società di vendita gli strumenti necessari ai fini di una corretta gestione della componente.

Per tale motivo si chiede che la normativa preveda una gestione di dettaglio di tale componente e nello specifico:

- messa a disposizione da parte delle società di distribuzione alle società di vendita di un file standardizzato in formato elettronico, recante l'importo in €/PDR/Anno della componente COLc,i da fatturare ai PDR nella propria titolarità, con validità temporale di competenza della componente. Il file dovrebbe contenere il codice ISTAT del comune e il codice del city gate abbinato, in modo tale da individuare con sicurezza i casi di mancata corrispondenza biunivoca di cui si è detto sopra;
- prevedere che l'importo della componente COLc,i da applicare a ciascun cliente, sia reso noto alle società di vendita entro gennaio di ogni anno, in modo da poter gestire la componente in fatturazione similmente a quanto avviene per le altre componenti di distribuzione, evitando conguagli in corso d'anno.
- chiarire che l'importo in €/PDR/anno della COLc deve essere fatturato sia dal distributore che dal venditore in quote mensili, in modo da non creare disallineanti di applicazione in caso di switching o attivazioni in corso d'anno (in caso contrario si

dovrebbe introdurre un ulteriore flusso informativo per fare sapere al venditore subentrante se la COIc sia stata o meno già fatturata dal venditore uscente per l'anno di competenza).

S10. Osservazioni sull'ipotesi di introduzione di una specifica componente tariffaria a copertura della differenza tra VIR e RAB.

La proposta di AEEG di proporre di riconoscere la differenza tra VIR e RAB attraverso una specifica componente tariffaria da applicare a livello di singolo comune non si ritiene opportuna per le seguenti ragioni, già esposte in premessa:

- anche una sola componente articolata per comune (ed applicata su *tutti* i comuni) vanificherebbe i positivi risultati raggiunti con la riforma introdotta dalla delibera 159/08 in termini di razionalizzazione delle tariffe, trasparenza e comprensibilità per il cliente finale;
- impossibilità di apportare le modifiche ai sistemi di fatturazione nei tempi previsti;
- impossibilità, di fatto, di rendere confrontabili le offerte per i clienti finali (si veda, a titolo di esempio, quanto descritto in premessa sulla scheda di confrontabilità introdotta dal Codice di condotta commerciale).

S25. Osservazioni sui principi che l'Autorità intende adottare nella riforma dei contributi di connessione.

S26. Osservazioni in tema di regolazione delle prestazioni accessorie ulteriori agli allacciamenti

L'AEEG intende regolamentare le prestazioni legate all'allacciamento definendo corrispettivi tariffari basati su criteri uniformi a livello nazionale che garantiscano un *"accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture regolate"*, l'obiettivo dell'AEEG è razionalizzare e semplificare la materia, anche a fronte della forte variabilità delle condizioni applicate sul territorio nazionale, con criticità per gli esercenti la vendita, e delle applicazioni di condizioni non omogenee per l'accesso al servizio agli utenti.

In relazione al tema della socializzazione dei costi, l'Autorità intende addebitare al richiedente il solo costo per la realizzazione degli impianti di distribuzione più direttamente funzionali allo specifico allacciamento e oggetto di uso esclusivo da parte del cliente finale. Invece il costo relativo agli interventi sulle reti di distribuzioni esistenti, con un uso potenzialmente condivisibile con soggetti diversi dal richiedente, viene socializzato. Riteniamo tali obiettivi sostanzialmente condivisibili.

Quanto alla differenziazione nell'ambito di applicazione del regime a forfait, che dovrebbe essere limitato alle tipologie di connessione sufficientemente standardizzate dal punto di vista progettuale e realizzativo, nel DCO si ipotizza l'applicazione a forfait dei corrispettivi di allacciamento nel caso di impianti:

- realizzati per forniture in bassa o media pressione,
- entro una distanza massima dalla rete di distribuzione esistente pari a 10 mt.

Dunque se l'obiettivo dell'Autorità è definire corrispettivi tariffari uniformi a livello nazionale, discriminare l'applicazione a forfait dei corrispettivi in base a due sopra esposti driver non è del tutto coerente con la finalità di semplificare le procedure operative delle

imprese di vendita, che già oggi riscontrano una serie di criticità per l'assenza condizioni economiche uniformi applicate a livello nazionale.

Infatti, anche se avere un unico corrispettivo al livello nazionale rappresenta certamente un indubbio vantaggio rispetto alla situazione attuale, il fatto che per distinguere i casi in cui si applica o meno tale corrispettivo venga utilizzato un parametro tecnico come la distanza dalla rete, che solo il distributore può conoscere, non contribuisce a rendere più snelle le procedure per la richiesta da parte del cliente e del venditore.