



U-2018-0119799 del 05-11-2018



DAG/REG

Via telematica/e-mail

Milano, 05.11.2018

Spett.le
Autorità di Regolazione per Energia
Reti e Ambiente
Direzione Mercati Retail e Tutele dei
Consumatori di Energia
Piazza Cavour, 5
20121 MILANO

Oggetto: *osservazioni al documento di consultazione 516/2018/R/gas "Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - Orientamenti relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali"*

Si trasmettono in allegato le osservazioni di 2i Rete Gas S.p.A. al documento di consultazione in oggetto, relativamente agli aspetti riguardanti le imprese di distribuzione gas.

Cordiali saluti.

2i Rete Gas S.p.A.
Affari Regolatori
Gianni Rossetto

Allegati: c.s.i.

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 516/2018/R/GAS**

**OTTEMPERANZA ALLA SENTENZA DEL CONSIGLIO DI STATO 4825/2016, DI
ANNULLAMENTO DELLA DELIBERAZIONE ARG/GAS 89/10 - ORIENTAMENTI RELATIVI
ALLE MODALITÀ DI REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE TRA VENDITORI E
CLIENTI FINALI**

OSSERVAZIONI GENERALI

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni in merito agli orientamenti contenuti nel documento per la consultazione 516/2018/R/gas (di seguito DCO), relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali insorte per effetto della rideterminazione del coefficiente k - avvenuta con la deliberazione 737/2017/R/gas - funzionale alla determinazione del prezzo della materia prima gas del servizio di tutela nel biennio 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2012 in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016.

In via preliminare, si osserva come l'intervento dell'Autorità, reso necessario dal suddetto esito del procedimento presso la giustizia amministrativa, giunga in un momento delicato per il mercato *retail*, in relazione al quale, come più volte ricordato nel DCO stesso, si approssima il nuovo assetto sancito dalla legge n. 124/17, in cui l'approvvigionamento di gas naturale avrà luogo solamente nell'ambito del mercato libero. Si ritiene importante, ancor più in questa fase di transizione, che i segnali di prezzo che il cliente finale riceve siano trasparenti e chiari, in modo che, in ottica di capacitazione, egli possa compiere in maniera consapevole le proprie scelte, non soltanto per quanto riguarda l'approvvigionamento sul mercato libero delle forniture gas, ma anche, più in generale, in relazione alla capacità di controllo, razionalizzazione ed efficientamento dei propri consumi (e con essi della propria spesa energetica).

In quest'ottica preoccupa, pertanto, l'ipotesi prospettata nel DCO - come alternativa alla soluzione denominata "regolazione diretta dei pagamenti" - volta a consentire ai venditori il progressivo recupero, in un orizzonte temporale di 3 anni, degli importi cui hanno diritto attraverso l'introduzione di una componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione e misura; componente, questa, da applicarsi ad un sotto-gruppo di clienti finali titolari di una fornitura di gas naturale individuati in coerenza con il perimetro di soggetti che nel biennio 2010-2012 erano serviti nell'ambito del servizio di tutela. Tale ipotesi sembra profilarsi innanzitutto come non pienamente equa, poiché la nuova componente sarebbe applicata anche a clienti finali che non hanno beneficiato di prezzi più bassi nel biennio 2010-2012 (perché, ad esempio, non erano titolari in quel periodo di una fornitura di gas naturale; aspetto, questo, rispetto al quale anche le associazioni dei consumatori potrebbero sollevare obiezioni e/o rimostranze). Inoltre, andrebbe a minare proprio quei principi di chiarezza e trasparenza dei prezzi più sopra rappresentati, in quanto indurrebbe un'errata percezione di un maggior costo relativo alle infrastrutture di rete – nello specifico della distribuzione – introducendo un extra-costi che trae invece origine da aspetti, seppur *sui generis* (perché risultanti da un intervento regolatorio effettuato a conclusione di una vicenda giudiziaria), legati all'approvvigionamento della materia prima e, quindi, a quella parte di costo del gas che è soggetto alle dinamiche del libero mercato.

L'ipotizzata introduzione di una nuova componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione e misura, con le caratteristiche e il perimetro di applicazione descritti ai punti 3.21 e 3.22 del DCO, sarebbe peraltro di complessa attuazione e necessiterebbe di un rilevante intervento sui sistemi informativi (con conseguenti costi che troverebbero la propria ragion d'essere su un orizzonte temporale limitato a 3 anni) per andare a perimetrare, in maniera differente rispetto alle altre componenti aggiuntive già in essere, il diverso campo di applicazione di tale nuova componente. Inoltre, l'esclusione, dall'applicazione di una simile componente, dei clienti titolari di *bonus* sociale gas sarebbe oltremodo difficoltosa, stante la possibile variabilità nel tempo dello *status* di beneficiario del *bonus* in oggetto (un cliente titolare di *bonus* gas potrebbe perdere i corrispondenti requisiti e, conseguentemente, perdere il diritto a beneficiare del *bonus*, oppure potrebbe essere oggetto di un'applicazione discontinua dell'agevolazione per effetto di una richiesta di rinnovo presentata oltre i termini previsti dal TIBEG).

Ciò premesso, si comprendono le difficoltà in cui potrebbero incorrere i venditori qualora l'Autorità propendesse per l'opzione di riscossione e gestione diretta degli importi loro spettanti (difficoltà nel rintracciare il cliente finale, ove non più proprio cliente, e nell'ottenere il pagamento dell'importo dovuto) ed il rischio di distorsione dei segnali di prezzo del gas naturale pagato dalla generalità dei clienti serviti sul mercato libero.

Si ritiene, quindi, che un'ipotesi di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali che contemperi efficacemente gli interessi e le esigenze di salvaguardia dei vari soggetti della filiera gas (clienti finali, società di vendita ed operatori di rete) potrebbe essere, come peraltro già ipotizzato nel DCO, quella di demandare in prima battuta alle società di vendita il compito di effettuare la riscossione e gestione degli importi (eventualmente restringendo il perimetro della riscossione diretta ai soli clienti ancora in essere per la società di vendita interessata e in regime di tutela), con possibilità di accedere successivamente ad un meccanismo *ad hoc*, a richiesta, per recuperare gli importi che le società di vendita non sono riuscite a riscuotere dai clienti finali perché, ad esempio, è venuto meno il rapporto contrattuale e non si è in grado di emettere la fattura "fuori ciclo" (per assenza dei dati del cliente finale) o perché non si riesce ad ottenere il pagamento di quanto dovuto¹.

Il meccanismo in parola potrebbe utilizzare il gettito raccolto tramite l'introduzione di una componente addizionale applicata direttamente dalle società di vendita (e dalle stesse gestita per gli aspetti di rendicontazione e trasferimento nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali²) alla parte di costo del gas relativo all'approvvigionamento della materia prima.

In alternativa, potrebbe utilizzare il gettito derivante dall'applicazione di una delle componenti aggiuntive della tariffa di distribuzione e misura già esistenti opportunamente ricalibrata ai fini della raccolta dell'extra-gettito necessario a ristorare i venditori dei crediti non riscossi (introducendo, ad esempio, una nuova sotto-componente, in analogia all'attuale struttura prevista per la componente UG3 di cui all'art. 40, comma 40.3, lettera h della RTDG). Un'impostazione di questo tipo potrebbe rendere più sostenibile e meno iniqua l'applicazione di un onere alla generalità dei clienti finali e sarebbe di più semplice applicazione per l'operatore di rete che potrebbe utilizzare le logiche di

¹ Si potrebbe adottare, ad esempio, un approccio di ristoro dei costi analogo a quello adottato per i distributori relativamente agli oneri connessi all'intervento di interruzione e alle iniziative giudiziarie di cui all'art. 12bis del TIMG per i quali è prevista, in prima battuta, la fatturazione nei confronti del cliente finale interessato e, solo in caso di mancato pagamento da parte di quest'ultimo, la richiesta di copertura del corrispondente costo da parte del sistema.

² In analogia agli importi gestiti dalle società di vendita in riferimento alle agevolazioni a seguito di eventi sismici.

fatturazione e di rendicontazione già in essere per le altre componenti a copertura di oneri generali del settore gas, senza necessità di modificare i propri applicativi informatici e, conseguentemente, senza i costi aggiuntivi per il sistema che deriverebbero da tali modifiche.

Qualora si decidesse di perseguire la modalità di recupero dei crediti non riscossi, per le esigenze di chiarezza e trasparenza più sopra rappresentate, sarebbe comunque opportuno che, ad esempio nell'ambito delle statistiche sui prezzi del gas pubblicate trimestralmente dall'Autorità, i corrispondenti costi fossero ricompresi tra le voci relative alla "spesa per la materia gas naturale" e non tra quelle relative alla "spesa per il trasporto e la gestione del contatore".

Solo in via subordinata, nel caso in cui si dovesse valutare che l'opzione di regolazione diretta dei pagamenti affiancata ad un meccanismo di recupero dei crediti non riscossi possa dare origine ad un costo per il sistema superiore agli effettivi importi da incassare (per effetto di considerazioni relative, a titolo di esempio, ai costi di una nuova fatturazione, all'eventuale aumento della litigiosità/contenzioso in termini di reclami da parte dei clienti finali, agli oneri delle azioni e delle eventuali iniziative giudiziarie per il recupero credito), si potrebbe valutare l'ipotesi di recuperare per intero i crediti insorti a favore dei venditori tramite l'introduzione di una componente aggiuntiva applicata dalle società di vendita oppure, in subordine, tramite l'applicazione di una delle componenti aggiuntive della tariffa di distribuzione e misura già esistenti, opportunamente ricalibrata ai fini della raccolta dell'extra-gettito necessario, fermo restando quanto già rappresentato relativamente alla necessità di dare adeguata evidenza, ad esempio nei comunicati trimestrali dell'Autorità relativi alle statistiche sui prezzi del gas, della natura di tali costi riconducibili alla materia prima e non agli oneri di rete.

Si riportano di seguito alcune ulteriori considerazioni relativamente ai singoli spunti di consultazione.

Q1: Si condivide la proposta di regolazione diretta dei pagamenti? Se no, per quali motivi?

Si condivide la proposta. Alla luce di quanto espresso nelle *Osservazioni generali*, si ritiene corretto e coerente con le esigenze di chiarezza e trasparenza dei prezzi per i clienti finali che i crediti insorti con riferimento alle attività di approvvigionamento della materia prima siano riscossi e gestiti direttamente dalle società di vendita.

Q2: Si condividono gli elementi minimi dell'informativa illustrati al paragrafo 3.5? Quali eventuali ulteriori elementi dovrebbe contenere?

Q3: In alternativa, potrebbe essere preferibile un testo predisposto dall'Autorità?

Q4: Si condividono le modalità di rateizzazione di cui al paragrafo 3.9? Se no, per quali motivi?

Non si forniscono osservazioni in merito a questi spunti di consultazione, specificamente inerenti il rapporto di fornitura nei confronti del cliente finale.

Q5: Si condivide l'introduzione di un meccanismo di riconoscimento per i crediti non riscossi? Se no, per quali motivi?

Si condivide e, nei termini descritti nelle *Osservazioni generali*, si ritiene che sia lo strumento più opportuno per gestire le casistiche di mancata riscossione, da parte delle società di vendita, degli

importi loro spettanti.

Q6: Si condivide la proposta di introduzione di una nuova componente? Se no per quali motivi?

Non si condivide la proposta di introduzione di una nuova componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione e misura per le ragioni più sopra compiutamente rappresentate nelle *Osservazioni generali*.

Q7: Si condivide la proposta di modulare gli importi da riconoscere per tenere conto della sussistenza o meno del rapporto contrattuale con il cliente finale? Se no per quali motivi? Di quanto si ritiene debbano essere ridotti gli importi? Si forniscano elementi a supporto della risposta.

Non si forniscono osservazioni in merito a questo punto di consultazione, specificamente inerente il rapporto di fornitura nei confronti del cliente finale.

Q8: Quale delle soluzioni tra quelle prospettate si ritiene preferibile e per quali motivi?

Per i motivi già descritti nelle *Osservazioni generali*, si ritiene preferibile la riscossione e gestione diretta degli importi da parte dei venditori, eventualmente affiancata da un meccanismo di recupero dei crediti non riscuotibili. Solo in subordine, come già detto, qualora si dovesse valutare che le suddette modalità, nel complesso, possano dare origine ad un costo per il sistema superiore agli effettivi importi da incassare, si potrebbe valutare di recuperare per intero i crediti insorti a favore dei venditori tramite l'introduzione di una componente addizionale applicata dalle società di vendita oppure, in subordine, tramite l'applicazione di una delle componenti aggiuntive della tariffa di distribuzione e misura già esistenti, opportunamente ricalibrata ai fini della raccolta dell'extra-gettito necessario (introducendo, ad esempio, una nuova sotto-componente, in analogia all'attuale struttura prevista per la componente UG3). Tutto ciò, chiaramente, fermo restando quanto già rappresentato in merito alla necessità di dare adeguata evidenza, ad esempio nelle statistiche trimestrali dell'Autorità sui prezzi del gas, della natura di tali costi riconducibili alla materia prima e non agli oneri di rete.

Q9: Si condividono le tempistiche di implementazione illustrate? Se no, per quali motivi?

Fermo restando quanto già rappresentato nelle *Osservazioni generali* relativamente all'ipotesi di introdurre una componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione e misura, nonché alla relativa complessità in termini di sviluppi sui sistemi informativi del distributore (con conseguenti costi che troverebbero la propria ragion d'essere su un orizzonte temporale limitato di 3 anni), si segnala ulteriormente che, qualora l'Autorità dovesse orientarsi comunque su tale ipotesi, dovrebbe perlomeno essere garantito alle imprese di distribuzione un adeguato periodo di tempo per le relative implementazioni (almeno 6 mesi) e quindi l'applicazione della nuova componente non dovrebbe decorrere prima del terzo trimestre successivo all'approvazione del relativo provvedimento.