



## L'Amministratore Delegato

Ns. riferimento AFFREG/Prot. 18  
San Donato Milanese, 25 gennaio 2016

Spett.


Autorità per l'energia elettrica il gas e il  
sistema idrico  
Direzione Infrastrutture, Certificazione  
e Unbundling  
Piazza Cavour, 5  
20121 MILANO  
c.a. Dott. Andrea Oglietti

**Oggetto: Osservazioni di Snam Rete Gas al documento di consultazione  
n.607/2015/R/gas dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il  
sistema idrico**

Con riferimento alla consultazione avviata dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico relativamente a *"Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, sezione VI, 12 giugno 2015, n. 2888/2015, relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, fissata con deliberazione dell'Autorità ARG/GAS 184/09"*, si trasmette in allegato il documento "Osservazioni-Integrazioni al documento di consultazione n.607/2015/R/gas".

Si conferma la disponibilità per ogni eventuale approfondimento codesta Autorità ritenesse opportuno effettuare.

Cordiali saluti.

  
Paolo Mosa

All. c.s.d.



# SNAM RETE GAS

---

---

## OSSERVAZIONI - INTEGRAZIONI AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE DCO N. 607/2015/R/GAS

*"OTTEMPERANZA ALLA SENTENZA DEL CONSIGLIO DI STATO,  
SEZIONE VI, 12 GIUGNO 2015, N. 2888/2015, RELATIVA ALLA  
REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI TRASPORTO E  
DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE PER IL PERIODO 2010-2013,  
FISSATA CON DELIBERAZIONE DELL'AUTORITA' ARG/GAS 184/09"*

**25 gennaio 2016**

## **CONSIDERAZIONI GENERALI**

Il presente documento illustra le osservazioni di Snam Rete Gas al documento di consultazione "Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, sezione VI, 12 giugno 2015 n. 2888/2015, relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, fissata con deliberazione dell'Autorità ARG/Gas 184/09", pubblicato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito Autorità) in data 11 dicembre 2015.

In linea generale, si condivide l'approccio utilizzato dall'Autorità di proporre il ricorso per revocazione della sentenza n. 2888/2015, avviando al contempo e senza che ciò costituisca acquiescenza il procedimento per l'ottemperanza alla sopra citata sentenza secondo modalità che preservino la trasparenza, la stabilità e la certezza del quadro regolatorio italiano.

Ove in esito al sopra citato ricorso per revocazione dovesse comunque rendersi necessaria l'ottemperanza alla sentenza n. 2888/2015, si ritiene che le modalità applicative dei conguagli tariffari debbano essere effettuati:

- a) salvaguardando l'invarianza dei ricavi riconosciuti all'impresa maggiore di trasporto, così come approvati dall'Autorità in ciascun anno del periodo di regolazione;
- b) evitando esposizioni improprie dell'impresa maggiore di trasporto rispetto alle partite che dovessero insorgere nei confronti degli utenti. A tal fine si ritiene che i conguagli in dare possano essere effettuati solo una volta effettivamente reperite le relative risorse da parte dell'impresa maggiore di trasporto attraverso i conguagli in avere.

Fatto salvo quanto riportato ai punti a) e b), le modalità di conguaglio proposte dall'Autorità nel documento di consultazione si ritengono percorribili come meglio precisato nelle risposte ai singoli punti di discussione.

Ove in alternativa l'Autorità disponesse il ripristino dei criteri definiti nel secondo periodo di regolazione 2006-2009 con la delibera n. 166/05, si segnala che tale soluzione comporterebbe un incremento del costo riconosciuto per il servizio di trasporto per ciascun anno del periodo di regolazione.

## 1 BARICENTRO DEL MERCATO E CRITERI DI RIPARTIZIONE DEI RICAVI TRA COMPONENTE CAPACITY E COMPONENTE COMMODITY

**S1.** Osservazioni in merito ai criteri di ripartizione dei ricavi riconosciuti nella componente capacity e commodity.

In merito ai criteri di ripartizione dei ricavi riconosciuti tra componente *capacity* e componente *commodity*, l'intenzione dell'Autorità di confermare quelli previsti dalla deliberazione ARG/gas 184/09 si ritiene condivisibile.

I costi sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per lo svolgimento del servizio sono infatti per la quasi totalità costi fissi, ossia indipendenti dalla quantità di gas trasportata. Al fine di assicurare la corrispondenza tra tariffe e costi del servizio è necessario prevedere che i costi fissi, ovvero i costi di investimento e la quasi totalità dei costi operativi, siano coperti attraverso la componente fissa della tariffa (*capacity*) mentre i costi variabili, ovvero i costi relativi all'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione, siano coperti attraverso la componente variabile della tariffa (*commodity*).

Il principio della corretta attribuzione dei costi del servizio tra componente *capacity* e componente *commodity* (c.d. "*cost reflectivity*") è disposto, come richiamato dalla stessa Autorità, in diversi provvedimenti normativi quali l'articolo 1, comma 1 della legge n. 481/1995, l'articolo 23, comma 3 del d.lgs. n. 164/2000, così come il paragrafo 3.1.1. delle linee guida adottate dall'ACER sulla base delle quali dovranno essere costruiti i c.d. codici di rete europei. Più in particolare:

1. l'articolo 13 del regolamento (CE) n. 715/2009, attualmente in vigore, prevede che *"le tariffe, o le metodologie per calcolarle, applicate dai gestori dei sistemi di trasporto e approvate dalle autorità di regolamentazione devono essere trasparenti, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento e rispecchiare i costi effettivamente sostenuti ..... evitando la compensazione incrociata tra utenti della rete"*;
2. l'articolo 4, comma 2 del codice tariffe presentato da ENTSG ad ACER il 31 luglio 2015 prevede: *"The transmission services revenue shall be recovered by capacity-based transmission tariffs set on the basis of reference prices"*;
3. l'"Explanatory Document for the TAR NC", a pag. 16, prevede *"..., most of the costs of transmission services are caused by the cost drivers of capacity and distance"*.

## 2 DISCIPLINA DEL GAS PER IL FUNZIONAMENTO DELLE CENTRALI DI COMPRESSIONE

**S2.** *Osservazioni in merito alle modalità di valorizzazione del gas ceduto in natura dagli shipper nel corso del terzo periodo di regolazione.*

In merito alle modalità di valorizzazione del gas ceduto in natura dagli *shipper* nel corso del terzo periodo di regolazione e della necessità di effettuare delle attività di conguaglio tra utenti, si ritiene che tali attività di conguaglio possano essere effettuate a condizione che:

- a) sia salvaguardata l'invarianza dei ricavi riconosciuti all'impresa maggiore di trasporto, così come approvati dall'Autorità in ciascun anno del periodo di regolazione;
- b) vengano evitate esposizioni improprie dell'impresa maggiore di trasporto rispetto alle partite che dovessero insorgere nei confronti degli utenti. A tal fine si ritiene che i conguagli in dare possano essere effettuati solo una volta effettivamente reperite le relative risorse da parte dell'impresa maggiore di trasporto attraverso i conguagli in avere.

In coerenza con tale principio, si ritiene pertanto che l'impresa maggiore di trasporto debba retrocedere agli utenti creditori esclusivamente quanto effettivamente riscosso dagli utenti debitori, ove ancora in un rapporto contrattuale con Snam Rete Gas. L'ammontare dei crediti non riscossi per effetto dei mancati pagamenti da parte degli utenti o da parte degli utenti non più in essere dovrebbe essere regolato attraverso la preventiva accensione di un fondo presso la Cassa per i Servizi Energetici Ambientali (CSEA, ex CCSE) alimentato da uno specifico corrispettivo addizionale.

Più in particolare, ai fini della corretta esecuzione dei conguagli tariffari si evidenzia che:

1. la regolazione delle partite di conguaglio può essere effettuata con i soli soggetti attivi al momento del conguaglio;
2. le eventuali partite in avere non coperte (soggetti non presenti/falliti ...) devono essere coperte dal sistema;
3. le modalità e tempistiche di regolazione delle partite di conguaglio devono essere puntualmente definite da parte dell'Autorità.



Considerando gli impatti sui sistemi informativi che gestiscono la fatturazione, in particolare l'implementazione di algoritmi dedicati alla gestione delle nuove fatture sulla base delle indicazioni contenute nel presente documento di consultazione, si può al momento valutare in non meno di sei mesi il tempo occorrente per l'effettuazione di tutte le attività poste in carico all'impresa maggiore di trasporto a partire dall'adozione, da parte dell'Autorità, del provvedimento attuativo.

In relazione alla proposta illustrata dall'Autorità per la determinazione del valore del gas, occorre che vengano definiti in modo puntuale i criteri per la sua valorizzazione esistendo più soluzioni alternative. Ove l'Autorità prevedesse di introdurre anche per gli anni successivi una nuova componente tariffaria a copertura dei costi di *fuel-gas*, tale componente, non soggetta a *price-cap*, dovrebbe assicurare anche attraverso un meccanismo di conguaglio l'integrale copertura dei costi sostenuti a tale titolo dall'operatore infrastrutturale.

In alternativa, fatto salvo quanto riportato ai precedenti punti 1., 2. e 3., potrebbe essere previsto il mantenimento della modalità di riconoscimento in natura del gas per autoconsumo definendo un valore del parametro gamma unico a livello nazionale non differenziato per punto di immissione sulla rete nazionale. Più in particolare:

1. il parametro gamma verrebbe determinato come rapporto tra il gas per autoconsumo effettivo e i volumi effettivamente immessi nei punti di entrata della rete nazionale;
2. il conguaglio per ciascun *shipper* verrebbe determinato come differenza tra il nuovo valore di gamma moltiplicato per i volumi immessi e i volumi effettivamente allocati per ciascun *shipper*;
3. il periodo di conguaglio sarebbe pari al periodo di introduzione delle modalità di riconoscimento in natura ovvero 1 gennaio 2010 – 31 dicembre 2015.

Tale soluzione consentirebbe di risolvere le problematiche connesse all'identificazione del prezzo da utilizzare per la valorizzazione dei consumi e sarebbe coerente con le modalità di trattamento in natura disposte dall'attuale quadro regolatorio.

A partire dal 1 gennaio 2016 e a regime il parametro gamma verrebbe determinato come rapporto tra il gas per autoconsumo stimato e i volumi stimati in immissione nei punti di entrata della rete nazionale, soggetto a successivo conguaglio.

**S3.** *Osservazioni in merito all'esclusione del price cap dei costi relativi al funzionamento delle centrali di compressione.*

L'intenzione dell'Autorità di non applicare il meccanismo del *price-cap* ai costi relativi al funzionamento delle centrali di compressione si ritiene condivisibile in quanto l'impresa maggiore di trasporto non può fare efficienza su questa specifica attività dal momento che tali costi non sono controllabili.

Infatti, come osservato più volte anche nelle risposte a precedenti documenti di consultazione, i costi effettivamente sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per il funzionamento delle centrali di compressione possono presentare un'elevata variabilità, sia in relazione alla dinamica del prezzo dell'energia (rischio prezzo), sia in relazione alla evoluzione degli assetti della rete (rischio volume). In entrambi i casi, l'impresa maggiore di trasporto non ha leve per il recupero di efficienza, né relativamente al prezzo dell'energia, in quanto il costo di approvvigionamento di tale risorsa è determinato dal prezzo di mercato vigente, né relativamente al volume in quanto tale quantitativo è dipendente dal volume immesso dagli utenti di trasporto nei vari punti di entrata della rete nazionale, dove il trasportatore non ha possibilità di intervento ma deve anzi ottemperare alla programmazione degli stessi.