



Spettabile
**Autorità per l'energia elettrica e
il gas**
Direzione Infrastrutture
Piazza Cavour, 5
20121 Milano

San Donato Milanese, 01 ottobre 2012

**Oggetto: *Risposta Gas Natural Italia al documento di consultazione
DCO 341/2012/R/GAS "Criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei
servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di
regolazione. Inquadramento generale e linee di intervento".***

Gas Natural Italia provvede ad inviare in allegato le proprie considerazioni di carattere generale e puntuale al documento di consultazione in oggetto.

Si richiede di mantenere la riservatezza su tutto il documento.

Rimanendo a disposizioni per qualsiasi chiarimento, si inviano i migliori saluti.

Aurelio Diez

Direttore Planificación de Ingresos y Regulación



IPOTESI DI ESTENSIONE DEL PERIODO DI VALIDITA' DELLE DISPOSIZIONI DELLA RTDG E RQDG

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

Si condivide l'opportunità di prorogare il vigente periodo regolatorio a tutto l'anno 2013, al fine di consentire all'AEEG e alle associazioni di categoria la possibilità di elaborare un modello retributivo condiviso quanto più aderente alla complessità del sistema gas.

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

1) WACC:

con riferimento all'ipotesi di aggiornamento del valore del WACC per il periodo transitorio (anno 2013), l'AEEG modifica alcuni valori per il suo calcolo, in particolare nella tabella sotto si possono confrontare i periodi 2009-2012 e l'anno 2013.



	DCO 341/12	
	WACC DIS 2009- 2012	WACC DIS 2013
Ke	7,25%	7,84%
RF	4,65%	5,24%
ERP	4,00%	4,00%
BETA	65,00%	65,00%
D/E	0,50	0,80
Kd	5,10%	5,69%
T	38,00%	35,70%
rpi	2,00%	1,80%
tc	27,50%	27,50%
WACC	7,6%	7,7%

In particolare l'AEEG nel DCO 341/12 ha pubblicato, per l'anno 2013, un valore della componente T più basso, passando quindi dal 38% per il periodo 2009-2012 al 35,7% per l'anno 2013. Riteniamo che l'incidenza reale dell'aliquota fiscale (T) è molto più alta, infatti per GNDI è intorno al 43,2%.

2) X-Factor:

concordiamo nell'applicare un recupero di produttività (X-Factor) per l'anno 2013 ridotto rispetto all'anno 2012, applicando il decalage previsto dalla deliberazione 315/2012/R/gas.

3) Costi operativi della misura:

in merito alla determinazione dei costi operativi della misura art. 3.3 della deliberazione 28/2012/R/gas siamo in attesa della pubblicazione dei valori per poterli commentare.

4) Trattamento nei casi di cambiamento di gestore in una località:

l'AEEG intende eliminare per l'anno 2013 il meccanismo di incentivazione all'aggregazione degli operatori (art. 58 della RTDG), considerando che per l'anno 2013 il processo di affidamento degli ambiti tariffari non sarà ancora completo, chiediamo di mantenere attivo l'art. 58 della RTDG.



LINEE DI INTERVENTO PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE

Nonostante l'AEEG pubblicherà successivamente specifici documenti per la consultazione nei quali saranno illustrati i singoli aspetti della regolazione per il quarto periodo regolatorio, evidenziamo gli aspetti che riteniamo più rilevanti.

S4. Osservazioni sulle ipotesi di durata del periodo regolatorio.

Si ritiene opportuno valutare l'ipotesi di strutturare una metodologia tariffaria valida per l'intero periodo di durata degli affidamenti (12 anni) prevedendo ovviamente la possibilità di modifica, anche annuale, delle variabili economiche, finanziarie e fiscali strettamente connesse alla situazione dei mercati. Solo in tal modo le società di distribuzione avrebbero sufficienti garanzie per poter valutare correttamente la fattibilità di investimenti che, specie in sede di elaborazione di gare d'ambito, sarebbero di grande entità.

S5. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione dei costi operativi.

Considerando che nei prossimi quattro anni inizierà il processo degli ambiti minimi, l'AEEG ritiene che si determinerà una riduzione degli operatori e quindi sarà necessario prevedere l'eliminazione del sistema di riconoscimento dei costi operativi in base alla classe dimensionale delle imprese.

Riteniamo che per ora è necessario:

- a) mantenere i costi operativi di distribuzione differenziati per dimensione di impresa (PdR minore ai 50.000, tra i 50.000 e 300.000 e oltre 300.000) e densità di PdR, in quanto le prime gare che porteranno ad una riduzione del numero delle imprese di distribuzione presenti in ogni singolo ambito sarà progressiva;
- b) applicare un X-factor decrescente così come pubblicato dalla delibera 315/2012/R/gas.

Si ritiene che, solo quando sarà concluso il processo degli ambiti, si potrà valutare se eliminare o meno il sistema di riconoscimento dei costi operativi in base alla classe dimensionale delle imprese. Quindi il quarto periodo di regolazione dovrà essere inteso come un periodo di transizione.



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

Concordiamo con l'AEEG nel mantenere il criterio generale di valutazione del capitale investito di località basato sul metodo del costo storico rivalutato.

Inoltre riteniamo fondamentale ribadire il concetto della necessità di certezza interpretativa della regolazione in particolare si sottolinea come, a valle del terzo periodo di regolazione, sussistano ancora problemi interpretativi in particolare in merito al trattamento tariffario dei contributi pubblici e privati.

Per quanto riguarda l'introduzione di una metodologia basata sui costi standard (MEAV), riteniamo utile segnalare all'AEEG l'estrema complessità e in taluni casi impossibilità di individuare un valore di riferimento univoco sul territorio nazionale per la valorizzazione di investimenti in specifici asset quali ad esempio le condotte. I costi per la posa in opera delle condotte infatti assumono una estrema variabilità in quanto dipendenti da fattori non facilmente standardizzabili. Si ritiene fattibile l'introduzione di tale metodologia, per altro in linea con gli orientamenti dell' MSE espressi nel D.M. 226/2012, limitatamente a componenti specifici di fornitura su scala nazionale (contatori, GRF, ecc.), pur con la consapevolezza che l'introduzione di una valorizzazione di tali componenti rappresenterebbe il livello di riferimento al quale tenderebbero tutti i costruttori.

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

Si concorda con l'ipotesi dell'Autorità di uniformare le modalità di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale con quelle adottate per il settore elettrico. In particolare si concorda nell'introduzione di una specifica maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del lag nel riconoscimento degli investimenti per il quarto periodo di regolazione e di un meccanismo di revisione a metà del periodo di regolazione, in considerazione delle straordinarie condizioni dei mercati finanziari.

Si chiede pertanto all'AEEG di pubblicare i parametri necessari per la determinazione del WACC per il quarto periodo regolatorio.



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

Non concordiamo con la proposta dell'AEEG di aumentare il peso delle componenti fisse, in quanto ciò andrebbe a produrre una riduzione di interesse per l'utilizzo del gas naturale, soprattutto sarebbe penalizzante per le utenze delle seconde case con consumi bassi e quindi tutto questo produrrebbe una riduzione del numero di utenti attivi.

Infatti si segnala che l'attuale struttura tariffaria prevede componenti fisse di distribuzione e di vendita già fortemente penalizzanti per utenze con bassi consumi (secondo abitazioni, usi cottura cibi, ecc.), nel corso degli ultimi anni si è, infatti, già riscontrato un marcato trend di cessazioni di tali utenze, specie in località situate in aree geografiche con forte propensione turistica ed in fasce climatiche calde del Paese (sud Italia).

Un ulteriore incremento della componente fissa determinerebbe un sicuro crollo dei PdR attivi con evidenti ripercussioni in termini di ricavi delle imprese operanti in tali aree.

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

Si segnala che, specie in alcune aree del territorio nazionale, il mercato della distribuzione del gas non è ancora maturo in quanto numerose località necessitano di grossi investimenti per la metanizzazione. La coincidenza dell'ambito tariffario con l'ATEM in tali territori determinerebbe una tariffa estremamente elevata e conseguentemente un forte ostacolo all'acquisizione dei PdR rendendo quindi non realizzabile qualsiasi tipo di investimento in tali zone.

Riteniamo pertanto utile segnalare la possibilità di mantenere ambiti tariffari fino al completamento della metanizzazione del territorio nazionale.



S10. Osservazioni sulle ipotesi di riassorbimento dei meccanismi perequativi.

Non condividiamo la proposta dell'AEEG di abolire i meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi relativi alla misura. Dal momento che si perverrà ad una distribuzione territoriale per ambito solo a seguito di un periodo transitorio, si ritiene opportuno definire una regolazione tariffaria che preveda il ricorso a meccanismi perequativi in quanto di più facile applicazione. Quindi proponiamo di mantenere il meccanismo perequativo utilizzato per il III periodo di regolazione.

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

Dobbiamo manifestare una forte preoccupazione in merito al mancato degrado dei contributi pubblici e privati a partire dall'anno 2009, come sembrerebbe da relazione tecnica A.I.R. *“Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 RTDG. Disposizioni transitorie 2009.”* art. 21.71.

In particolare evidenziamo che:

- 1) si penalizzano maggiormente le località di nuova metanizzazione. Infatti i comuni entrati in gas a partire dall'anno 2009 sono più penalizzati rispetto a quelli entrati in gas negli anni precedenti al 2009;
- 2) non si incentiva la metanizzazione nel sud Italia, come la Sicilia e Sardegna;
- 3) si penalizzano le società di distribuzione che hanno già investito in tali aree.

Per il quarto periodo regolatorio l'AEEG propone, per i contributi pubblici, di “nettare” il valore del capitale investito sia ai fini del calcolo della remunerazione del capitale investito che per l'ammortamento.

Non si concorda con la proposta dell'AEEG di determinare l'ammortamento sul valore netto invece che sul lordo, in quanto si ritiene che ciò non sia coerente con i periodi regolatori precedenti.