

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 330/2013/R/GAS - CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER L'ATTIVITA' DI TRASPORTO E DI DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE - DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI TARIFFARI.**

**Premessa**

Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 45/2013/R/Gas, l'Autorità ha pubblicato il documento di consultazione 164/2013/R/Gas contenente le proposte dell'Autorità in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto di gas validi per il periodo 2014-2018 e, successivamente, il documento per la consultazione in oggetto, con cui si approfondiscono alcuni temi specifici, quali le modalità di determinazione dei corrispettivi tariffari.

Gli orientamenti espressi nel documento, tuttavia, non paiono coerenti con la normativa di riferimento (art. 23.3 D. Lgs. 164/00) che dispone che le tariffe di trasporto tengano conto in primo luogo della capacità impegnata e della distanza di trasporto, e in secondo luogo della quantità trasportata indipendentemente dalla distanza; inoltre non approfondiscono adeguatamente alcune considerazioni avanzate dagli operatori in merito alla futura struttura tariffaria applicabile al servizio di trasporto gas. Ci si riferisce, in particolare, alla conferma della proposta di modifica della struttura tariffaria a copertura dei costi riconosciuti per l'attività di trasporto, passando dall'attuale struttura *capacity/commodity* ad una struttura basata esclusivamente sulla *capacity*.

A2A ribadisce che scelte del regolatore opportune in una logica mono-settoriale, possono interferire e ostacolare lo sviluppo di settori contigui, e, pertanto, conferma la posizione già espressa nelle osservazioni al documento 164/2013/R/Gas, ovvero di mantenere l'attuale struttura tariffaria che prevede sia una componente *capacity* che una *commodity* modificando, però, la ripartizione prevista per il corrente periodo regolatorio in proporzione del 50%. La modifica proposta dal regolatore, infatti, arrecherebbe un grave pregiudizio alla sostenibilità del settore termoelettrico<sup>1</sup> già provato dalla profonda diminuzione dei consumi derivante dall'effetto congiunto della crisi economica in cui versa il Paese e dalla forte penetrazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile.

Nel prossimo paragrafo, si focalizzerà l'attenzione sulle criticità rilevate in merito all'allocazione/ripartizione dei costi riconosciuti nei diversi corrispettivi tariffari e della struttura tariffaria stessa, mentre nel paragrafo 2 saranno avanzate ulteriori considerazioni in merito ad altri elementi ritenuti di interesse.

---

<sup>1</sup> Nello specifico, impianti di grandi dimensioni alimentati a gas naturale.

## 1. Allocazione dei Costi e Struttura Tariffaria

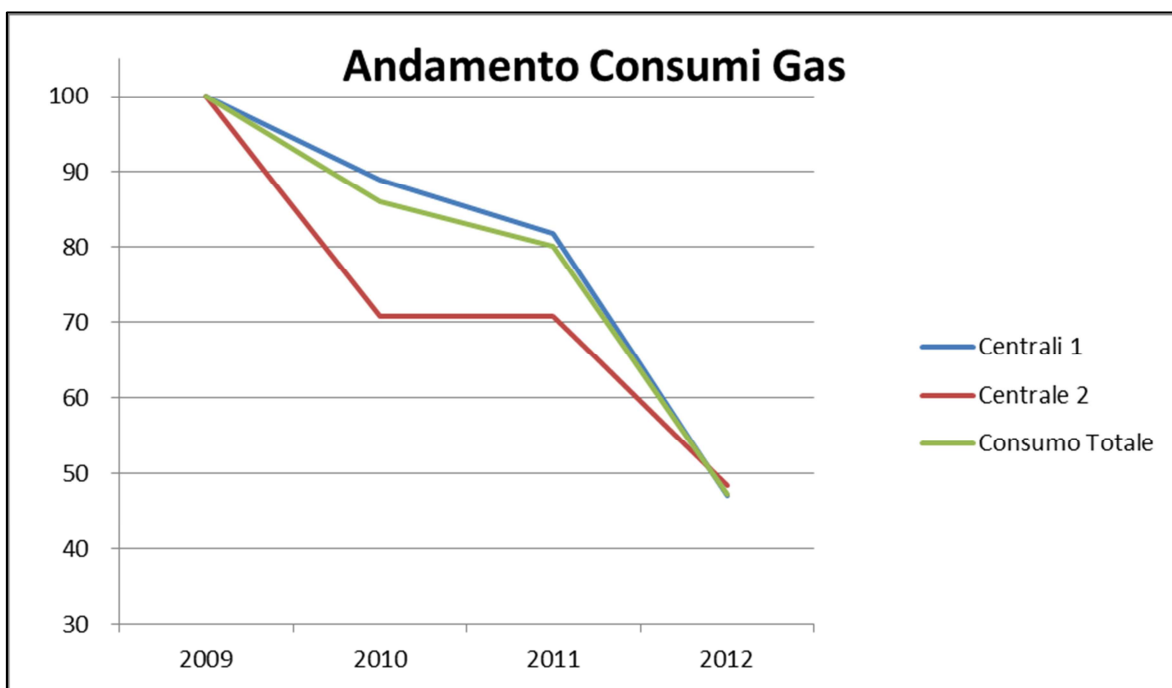
La struttura della tariffa a copertura dei costi legati al servizio e l'allocazione/ripartizione dei costi ai singoli corrispettivi tariffari (*capacity* e *commodity*) rappresenta un punto cruciale della regolazione, dato che, specialmente per il trasporto del gas, ciò influenza sia gli esercenti l'attività di trasporto, che gli operatori attivi nei settori a monte ed a valle dello stesso.

A2A, in considerazione della situazione economica del paese e, in particolare, del comparto termoelettrico, non condivide la proposta di eliminare il corrispettivo relativo alla *commodity* incrementando il corrispettivo fisso da *capacity*.

A tal proposito, si deve sottolineare che negli ultimi 2 anni la congiuntura economica sfavorevole e la massiccia penetrazione di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili hanno colpito duramente i produttori convenzionali e, tra questi, in particolar modo i produttori con impianti alimentati da gas naturale:

Andamento Consumi Gas	2009	2010	2011	2012
Consumo di combustibile - Centrale 1	100	88,99	81,91	47,01
Consumo di combustibile - centrale 2	100	70,83	70,74	48,38
<b>Consumo di combustibile Totale</b>	<b>100</b>	<b>86,11</b>	<b>80,14</b>	<b>47,22</b>

Anno Base 2009; Consumo Anno Base= 100



Anno Base 2009; Consumo Anno Base = 100

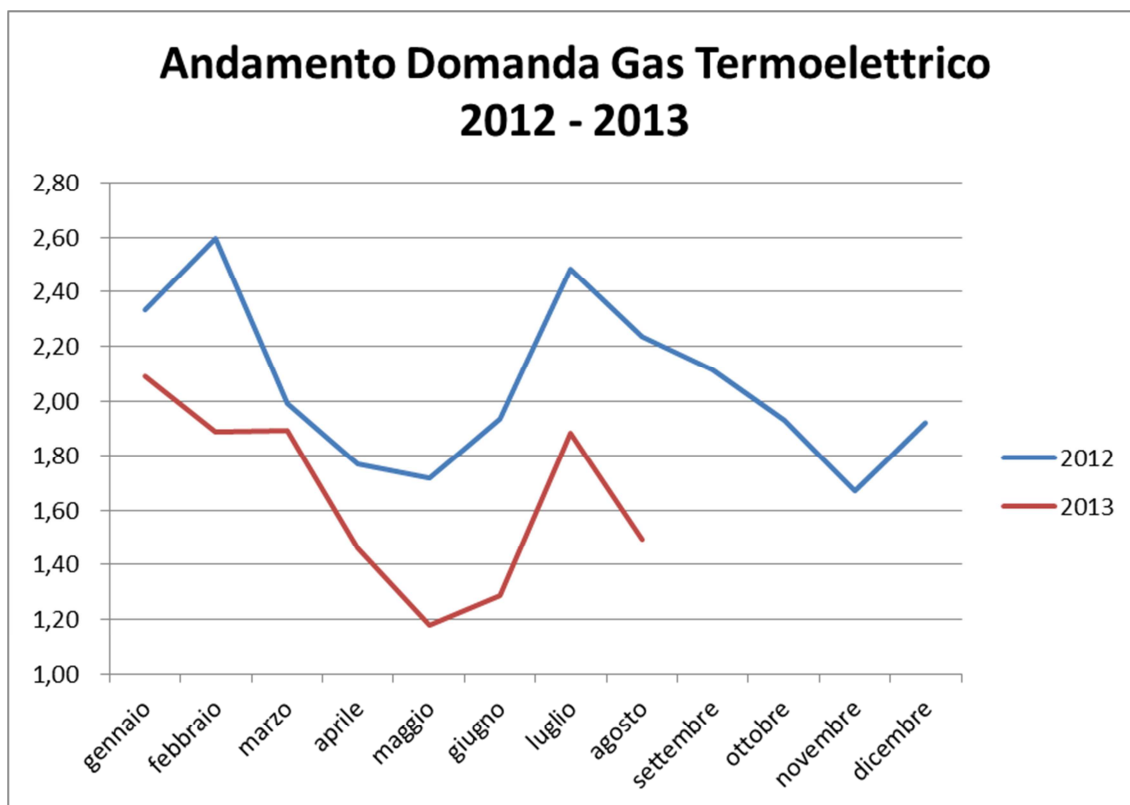
Dai dati appena illustrati, costruiti a partire dai consumi reali di gas naturale delle due principali centrali turbogas del Gruppo A2A, è evidente la progressiva sofferenza del

settore che, d'altra parte, non mostra alcun segno di miglioramento per i prossimi due anni quando, al contrario, i consumi sono previsti ancora in forte contrazione.

Lo scenario appena delineato con riferimento alle centrali termoelettriche del Gruppo A2A è coerente con quello nazionale che evidenzia una riduzione costante della percentuale di produzione da fonte termoelettrica del relativo consumo di materia prima. Alla luce delle previsioni ad oggi disponibili, è improbabile che tale tendenza possa interrompersi nel breve periodo:

Domanda Gas per Settori	AS 2010	AS 2011	AS 2012
Industriale	13	14	13
Termoelettrico	30	28	25
Distribuzione	37	34	34
Altro	3	3	2
<b>Totale Prelevato</b>	<b>83</b>	<b>78</b>	<b>74</b>
<b>Delta %</b>		<b>-6%</b>	<b>-5%</b>

Fonte: Elaborazione Dati Snam; Dati in Gmc



Fonte: Elaborazione Dati Snam; Dati in Gmc

L'effetto combinato della diminuzione della domanda di energia e l'aumento dell'offerta da parte degli impianti produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, naturalmente, influisce pesantemente sulla quota di domanda di energia elettrica coperta dalle centrali alimentate da gas naturale:

Produzione Energia Elettrica Italia	2011	2012	Su Produzione Netta		Su Domanda Totale	
			Quote 2011	Quote 2012	Quote 2011	Quote 2012
Altro	73	80	25%	28%	22%	25%
Termoelettrico	218	207	75%	72%	65%	64%
- Di cui Da Gas Naturale	141	125	48,2%	43,6%	42,0%	38,6%
<b>Produzione Netta</b>	<b>291,4</b>	<b>287,8</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>		
<b>Domanda totale</b>	<b>334,64</b>	<b>325,26</b>			<b>87%</b>	<b>88%</b>

Fonti: Elaborazione Dati Terna

In questo scenario, le ore di funzionamento degli impianti alimentati da gas naturale si riducono drasticamente, con gravi impatti dal punto di recupero dei costi<sup>2</sup>.

Ciò provoca una progressiva contrazione della redditività degli investimenti effettuati in impianti di generazione, che hanno dotato il Paese, in pochi anni, di un parco generazione all'avanguardia tecnologia e altamente efficiente.

Inoltre, da un punto di vista tecnico, la chiusura di impianti non economicamente sostenibili avrà conseguenze sulla sicurezza dell'intero settore energetico, facendo venir meno una percentuale significativa dei servizi di flessibilità assolutamente necessaria, soprattutto in prospettiva, a bilanciare la produzione da fonti non programmabili. Peraltro, lo scenario appena delineato ha portato nei mesi scorsi all'attivazione di misure straordinarie nel settore dell'energia, quali l'avvio di procedure di mobilità o di cassa integrazione per i lavoratori di questo comparto.

Alla luce di questi dati, che dimostrano la profondità della crisi ed il suo carattere strutturale, la proposta avanzata dall'Autorità comporterebbe un ulteriore onere a carico dei produttori, con il solo effetto di penalizzare ulteriormente tali soggetti, dato che una tariffa puramente capacitiva trasformerebbe il costo del trasporto in un costo fisso che, considerando la costante diminuzione dei consumi precedentemente illustrata, avrebbe un impatto economico negativo sui risultati economici dei produttori. Inoltre, a fronte di tale impatto, la proposta non sembra apportare significativi benefici al sistema del trasporto gas, dato che le imprese operanti in tale attività avrebbero comunque garantita la copertura integrale dei costi riconosciuti. Al contrario, anzi, si ritiene che tale misura porterebbe ad una deresponsabilizzazione del gestore del sistema di trasporto.

Questa proposta, inoltre, è in contraddizione con quella avanzata per la regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas, dove al contrario viene prospettata l'introduzione di una componente variabile nella tariffa di riferimento<sup>3</sup>.

A2A, di conseguenza, ribadisce l'opportunità di mantenere anche per il prossimo periodo regolatorio l'attuale struttura tariffaria modificando la ripartizione tra *capacity* e *commodity*, in percentuale pari al 50%. Si propone, inoltre, di prevedere una componente *capacity* degressiva all'aumentare della capacità giornaliera impegnata ai punti di riconsegna. Infatti, tale meccanismo di degressività ben rispecchierebbe i costi marginali di realizzazione della rete di trasporto e incentiverebbe la prenotazione di

<sup>2</sup> Nel primo semestre 2013, i CCGT hanno "lavorato" per il 16,7% delle ore in zona nord (era il 37,5% nel primo semestre 2011) e il 13,8% delle ore in zona sud (era il 21,1% del primo semestre 2011).

<sup>3</sup> Cfr. DCO 359/2013/R/Gas – punto 26 (pag. 50)

capacità giornaliera di cui oggi i clienti finali stanno ricercando la minimizzazione nella logica di riduzione dei costi fissi aziendali. Tale capacità marginale, prenotata in anticipo ma con costo limitato, permetterebbe l'utilizzo saltuario di gas *spot* ai fini di un aumento della produzione legato a specifiche condizioni di mercato.

Tale impostazione non pare confliggere con quella che si sta delineando a livello europeo e risulta coerente con quanto attualmente previsto dalla normativa italiana.

Nel primo caso, infatti, tanto la Direttiva 2009/73/CE (c.d. Terzo Pacchetto Gas) che il Regolamento europeo 715/2009 richiedono, a livello generale, la massima trasparenza nella definizione della tariffa e la sua applicazione senza discriminazioni agli utenti del sistema. A livello di maggior dettaglio, il regolamento citato prevede che le tariffe debbano rispecchiare i costi efficienti del gestore della rete. In entrambi i casi, comunque, il legislatore europeo non si spinge fino a delineare una struttura specifica della tariffa e la sua articolazione in corrispettivi, limitandosi a sottolineare l'importanza della trasparenza, di una applicazione non discriminatoria e della *cost reflectivity* della tariffa, lasciando poi ai regolatori nazionali il compito di tradurre in strutture tariffarie specifiche tali norme generali. Ciò vale anche per il lavoro svolto dall'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori (Acer) in merito alla predisposizione delle linee guida relative al codice di rete sulle strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas, che prescrivono la trasparenza dell'intero procedimento di definizione delle tariffe da parte dei regolatori nazionali<sup>4</sup>, la necessità di evitare discriminazioni tra diversi flussi di gas (in transito o destinati al mercato interno), mentre le metodologie trattate nelle Linee Guida (di numero limitato, come indicato dalla Commissione Europea che ha richiesto un maggior sforzo di armonizzazione all'Agenzia) sono focalizzate più sul come allocare i costi riconosciuti ai vari punti di entrata/uscita della rete (quindi se utilizzare il *Long Run Marginal Cost*, criteri ingegneristici, oppure la metodologia a matrice) che sulla loro trasposizione in corrispettivi fissi/variabili.

A livello nazionale, invece, un'impostazione in linea con quella proposta sarebbe più coerente con quanto previsto dal Decreto Legislativo 164/00, ovvero che le tariffe tengano conto sia della capacità che delle quantità trasportate. Inoltre, si ricorda che l'art. 38 comma 2 bis del DL 83/12 dispone che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provveda ad adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale.

Inoltre, pur apprezzando la volontà di garantire un elevato grado di stabilità regolatoria al settore, evidenziamo che lo stesso necessita anche di "certezza regolatoria" in quanto gli operatori devono poter conoscere con adeguato anticipo le condizioni in cui si troveranno ad operare: pertanto, l'incertezza derivante dal disallineamento temporale esistente tra il conferimento della capacità (effettuata nel mese di agosto/settembre) e la decorrenza delle tariffe di trasporto (dal successivo 1 gennaio), può essere eliminata attraverso l'approvazione delle tariffe nel corso dell'estate (entro la fine del mese di giugno) al fine di consentire agli utenti una corretta gestione della campagna commerciale

---

<sup>4</sup> Ci si riferisce alle indicazioni di cui al punto 2 delle linee guida

## 2. Altri elementi d'interesse

Nel presente paragrafo si affrontano brevemente alcuni elementi di interesse ulteriori rispetto alla struttura tariffaria, ma non per questo meno importanti.

In particolare, ci si riferisce alla proposta avanzata dall'Autorità nel documento per la consultazione 317/2013/R/Gas in merito al tema del conferimento di capacità<sup>5</sup> per i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, ovvero impianti termoelettrici ed industrie. A2A ritiene peggiorativa tale proposta rispetto a quella contenuta nel documento in analisi. Si ribadisce, di conseguenza, l'opportunità di adottare le proposte contenute nel DCO 330/2013/R/Gas (punti da 11.6 a 11.9) e, quindi, prevedere che la capacità sia conferita e corrisposta in base al massimo impegno di capacità registrato durante l'anno termico di riferimento, fermo restando che non dovrà concorrere alla definizione del massimo impegno la capacità utilizzata al fine di adempiere ad obblighi normativi (es. prove per *emission trading* e rumore).

In questo modo si eliminerebbe l'ulteriore onere derivante dalla proposta – alternativa – avanzata nel DCO 317/2013/R/Gas, dove si propone l'assegnazione sulla base della capacità massima utilizzata nell'anno precedente. È evidente, infatti, che, da una parte, non appare corretto fissare la capacità assegnata sulla base del dato storico in considerazione del fatto che tali clienti (ed in particolare quelli termoelettrici) risentono molto dell'effetto di scelte industriali, non sempre prevedibili in anticipo, prese su basi temporali di breve periodo rispondenti alla situazione cogente del mercato e degli impianti, mentre dall'altra la proposta non sembra coerente con uno scenario come quello delineato nel paragrafo precedente, con un effetto economico e finanziario ulteriormente negativo.

Inoltre, A2A non ritiene opportuna la ridefinizione della distanza entro cui opera la riduzione del corrispettivo applicato ai punti di riconsegna localizzati in prossimità della rete di trasporto nazionale, dato che ciò vanificherebbe gli investimenti dei produttori finalizzati a ridurre la distanza dei propri punti di consegna. La certezza regolatoria impone, ferme restando le osservazioni effettuate in precedenza in merito alla coerenza della modifica proposta rispetto al DL 164/00, che qualsiasi ridefinizione della distanza presa a riferimento nei precedenti periodi regolatori non debba essere applicata ai punti riconsegna già esistenti, ma soltanto, eventualmente, a quelli di futura realizzazione.

Infine, si ribadisce, pur non essendo un tema direttamente affrontato dal documento in analisi, la posizione di A2A al trattamento dei contributi ai fini della fissazione delle tariffe per l'attività di trasporto del gas naturale<sup>6</sup>: a livello generale, è preferibile un sistema di degrado dei contributi simile a quello utilizzato nei primi anni del III periodo regolatorio della distribuzione gas che eviterebbe una netta discontinuità nei ricavi

---

<sup>5</sup> Nel DCO 330/2013/R/Gas si propone come modalità alternativa per l'applicazione dei corrispettivi tariffari l'utilizzo della capacità massima impegnata dagli utenti in ciascun anno termico (punti dal 11.6 a 11.9), mentre nel DCO 317/2013/R/Gas si prospetta, per i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, l'assegnazione della capacità sulla base della massima utilizzata nell'anno precedente

<sup>6</sup> L'Autorità propone di procedere in maniera analoga a quanto prospettato per il servizio di distribuzione del gas, ovvero prevedendo il degrado dei contributi sulla base delle vite utili valide ai fini regolatori applicabili ai beni per cui tali contributi sono stati percepiti



ammessi relativi agli ammortamenti, permettendo comunque la restituzione all'utente (tramite la minore remunerazione del capitale).