



---

**Autorità per l'energia elettrica il gas e il  
sistema idrico**

**Documento di consultazione 413/2017/R/gas**

**Osservazioni di Energia Concorrente**

---



**ENERGIA CONCORRENTE**



Il presente documento contiene le osservazioni di Energia Concorrente in ordine al documento di consultazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (**Autorità**) 413/2017/R/gas, recante *Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Inquadramento generale e linee di intervento (DCO)*, con termine invio osservazioni 10 luglio 2017.

\* \* \*

Tra i criteri che ispirano le proposte di revisione delle tariffe di trasporto gas illustrate nel DCO, sia per il periodo transitorio (2018-2019) che per quello a regime, emerge chiaramente la volontà di favorire l'afflusso di gas naturale in Italia attraverso la massimizzazione dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti, su tutte quelle di importazione e rigassificazione.

La realizzazione dell'obiettivo di favorire la competitività del mercato italiano – pur condivisibile in linea di principio – è tuttavia affidata a meccanismi che destano rilevanti preoccupazioni, principalmente legate al rischio di provocare distorsioni nella competizione tra infrastrutture di approvvigionamento e nella potenziale penalizzazione del settore termoelettrico nel suo complesso che ne deriverebbe, a causa dei maggiori costi, non recuperabili, della capacità in uscita a carico dei clienti termoelettrici e di potenziali effetti negativi sul mercato elettrico italiano.

In uno scenario caratterizzato dal ruolo sempre più rilevante della produzione termoelettrica come *backup* delle rinnovabili e da sempre maggiori criticità gestionali della rete elettrica, garantire una sufficiente disponibilità di impianti a disposizione del TSO, anche in termini di riserva disponibile, rappresenta un obiettivo essenziale per il sistema. Tuttavia, le misure proposte dalla presente consultazione contribuirebbero a mettere a repentaglio l'integrità del parco termoelettrico italiano, aumentando il rischio di messa in conservazione o chiusura di un crescente numero di impianti. Inoltre, tali misure rappresenterebbero un ulteriore irrigidimento delle tariffe di trasporto applicate ai consumatori, in particolare alle utenze termoelettriche.

Ci riferiamo principalmente alla proposta di modificare già dal prossimo anno (2018) le modalità di ripartizione delle tariffe tra punti di *entry* e di *exit* della rete nazionale di gasdotti, passando da un rapporto 50:50 a uno 40:60, con il risultato, tutto da verificare in termini di *timing* e di effetti prezzo concreti, di trasferire a valle del PSV l'applicazione di questi costi (ossia non più agli *shipper* importatori ma direttamente ai clienti finali). In tal modo in tal modo l'impatto dei costi di trasporto sui prezzi al PSV si ridurrebbe e quindi si contribuirebbe al loro allineamento a quelli degli *hub* europei.

Tuttavia, come detto, questo possibile accorgimento rappresenterebbe un incremento di costi, non recuperabili, di capacità *exit* a carico dei clienti termoelettrici. Da tali costi aggiuntivi deriverebbero rilevanti effetti negativi nei confronti del mercato elettrico italiano nel suo complesso. Ciò rischia peraltro di determinare un ulteriore irrigidimento dei costi di trasporto, frustrando le conclamate esigenze di flessibilità della tariffa.

Si sottolinea come le tempistiche e le modalità di formulazione di tali ipotesi di revisione della ripartizione ricavi tra *entry/exit* non siano rispettose del principio della stabilità/certezza regolatoria. **Per avvalorare concretamente simili nuove proposte si sarebbe dovuto infatti effettuare una analisi di impatto regolatorio che ne evidenziasse le implicazioni in termini di minori barriere all'ingresso e di prezzi gas all'ingrosso, di maggiori costi, non recuperabili, della capacità in uscita a carico dei clienti termoelettrici e di potenziali effetti negativi sul comparto elettrico.**

Nel DCO, portatore di impatti negativi potenzialmente molto elevati, non vi è minima traccia di tali analisi. Peraltro, il provvedimento finale che determinerebbe la nuova eventuale ripartizione dei ricavi *entry/exit* decorrente dal 2018, dovrebbe essere approvata non prima di agosto 2017. La produzione di energia per l'anno 2018 è stata sostanzialmente già collocata sul mercato tramite prodotti a termine. Una variazione di tale portata avrebbe quindi l'effetto di determinare perdite non recuperabili per gli operatori termoelettrici.



Per tutti i motivi sopra esposti, non condividiamo le proposte di modifica delle percentuali di ripartizione dei costi tra *entry* ed *exit*. Si ritiene necessario rinviare le relative discussioni al periodo transitorio 2018-2019, valutando l'opportunità di prevedere un graduale e ridotto incremento dei ricavi sull'*exit* nel corso degli anni successivi, da definire con un anticipo di almeno 2 anni rispetto al periodo di applicazione e solamente qualora venissero attivati ulteriori accorgimenti per mitigare le perdite economiche nei confronti degli impianti termoelettrici. A titolo esemplificativo, tra i possibili strumenti si elencano la previsione di opportuni criteri di degressività rispetto ai grandi consumatori anche nell'applicazione delle componenti di riconsegna relative agli oneri generali (in particolare la componente REt) e la piena riabilitazione degli sconti sulla CRr basati sulla distanza dalla rete.

Riteniamo inoltre opportuno che nel corso del 2018 venga pubblicata una stima delle nuove tariffe che entreranno in vigore nel 2019 in modo che gli operatori del mercato del gas, e in particolare i produttori termoelettrici, abbiano la possibilità di valutare l'impatto delle nuove tariffe sui costi di produzione del MWh elettrico.

Per quanto concerne l'introduzione di misure volte a favorire determinate modalità di approvvigionamento (*import*/rigassificazione) riteniamo in generale che simili decisioni debbano trovare fondamento e individuare modalità applicative nella necessità di dare risposta a specifiche esigenze del sistema, a esempio adeguatezza e sicurezza di approvvigionamento, bilanciamento della rete, o a conclamate necessità di mercato, a esempio una manifesta carenza di liquidità. Come detto in precedenza, in caso contrario il rischio di distorcere le dinamiche di mercato sarebbero elevato, andando a garantire indebiti vantaggi a singole categorie di operatori (es. detentori di contratti di importazione di lungo termine).

Si potrebbero piuttosto prevedere condizioni di approvvigionamento particolarmente vantaggiose in situazioni particolari, a esempio concedendo riduzioni tariffarie sugli *entry* nel caso in cui il gas importato (anche tramite



terminali di GNL) debba essere utilizzato per far fronte a situazioni di emergenza o anche nell'ambito del bilanciamento della rete.

Bologna, 10 luglio 2017

Alessandro Bianco  
Segretario generale