



CONSIDERAZIONI GENERALI

La consultazione oggetto del presente documento si inserisce nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'attività di trasporto del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, avviato con deliberazione n. 45/2013 del 7 febbraio 2013 a cui, nel mese di aprile, ha fatto seguito un primo documento di consultazione sulle tariffe di trasporto del gas (DCO 164/13).

Prima di entrare nel merito degli specifici spunti di consultazione si ritiene opportuno anticipare alcune osservazioni di carattere generale, che verranno poi dettagliate all'interno delle considerazioni puntuali.

Da un'analisi congiunta della consultazione oggetto del presente documento e del DCO 317/13¹ relativo alla disciplina del *settlement* gas emerge piuttosto chiaramente l'intenzione dell'Autorità di introdurre delle modifiche normative volte a garantire quanto più possibile la copertura dei ricavi dell'impresa di trasporto. Infatti, da un lato AEEG propone il passaggio ad un sistema tariffario interamente basato sulla copertura dei costi attraverso la componente *capacity* (scoraggiando contestualmente l'acquisizione di capacità agli *entry point* su base temporale inferiore all'anno attraverso l'applicazione dei corrispettivi alla capacità massima impegnata per tutto il periodo di utilizzo della rete), dall'altro propone un sistema di conferimento di capacità ai *city gate* che garantisce la vendita dell'intera capacità prevista in conferimento.

L'evoluzione normativa attesa, se attuata, renderebbe l'attività di trasporto del gas naturale nei fatti totalmente priva di rischi e, pertanto, al limite non più necessaria l'applicazione del premio per il rischio di mercato, di cui si propone una coerente revisione.

¹ DCO 317/2013 “*Riforma dei criteri funzionali all'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun punto di riconsegna gas agli utenti del bilanciamento. Modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di riconsegna, integrazioni alle modalità di esecuzione del bilancio provvisorio gas ed alla disciplina del settlement*”.



Con specifico riferimento alle proposte dell'AEEG, ed in particolare in relazione al rapporto *capacity-commodity* e ai conferimenti di capacità su base inferiore all'anno, non si nascondono alcune perplessità. Tale modifica normativa, infatti, se da un lato garantisce *“la copertura dei ricavi riconosciuti”* agli investitori in infrastrutture, dall'altro sembra trascurare la necessità di mantenere un'adeguata tutela degli operatori titolari di contratti di approvvigionamento in grado di garantire la sicurezza del sistema

Inoltre, con riferimento alla potenziale modifica di ripartizione della componente *capacity* e *commodity*, come precedentemente anticipato nel documento di risposta al DCO 164/2013, si evidenzia che tale scelta:

- sembra essere in contrasto con il criterio generale dettato dal legislatore in materia di tariffa di trasporto: *“Le tariffe per il trasporto e il dispacciamento e le tariffe per lo stoccaggio tengono conto della necessità di non penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, ed in particolare le aree del Mezzogiorno... .le tariffe di trasporto tengono conto in primo luogo della capacità impegnata e della distanza di trasporto, e in secondo luogo della quantità trasportata indipendentemente dalla distanza; le tariffe relative al trasporto sulla rete nazionale di gasdotti sono determinate in relazione ai punti di entrata e di uscita da tale rete, tenendo conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni”* (D. Lgs n. 164/00, art. 23, comma 3);
- il passaggio ad un sistema tariffario integralmente basato sulla componente *capacity* determinerebbe un aumento complessivo dei costi di trasporto a carico *in primis* dei soggetti trasportatori, difficilmente recuperabile, che, conseguentemente si tradurrà in un aumento del costo del gas per il consumatore finale.

Inoltre, con specifico riferimento al settore termoelettrico è opportuno rilevare che la modifica normativa qui proposta, ancor più se accompagnata dall'evoluzione delle modalità di conferimento di capacità prospettata nel DCO 317/13 (su cui Edison ha espresso la propria contrarietà, principalmente in ragione di un ingiustificato aumento dei costi di capacità per i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, già esposti a



gravi pressioni economiche dalla congiuntura sfavorevole²), condurrebbe certamente ad un aumento del costo dell'energia elettrica. Per questo motivo, qualora l'Autorità intendesse comunque procedere in questo senso (100% *capacity*) si suggerisce l'introduzione di meccanismi degressivi per i grandi consumatori (tra cui inequivocabilmente i termoelettrici) come previsto all'interno del Decreto Sviluppo (cfr. Art. 38 Decreto 7 Agosto 2012, n. 134). Infatti, in coerenza con la disposizione normativa l'Autorità dovrebbe provvedere ad adeguare il sistema delle tariffe “*secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas*”. Tale previsione consentirebbe di compensare, almeno parzialmente, gli effetti dell'attuale congiuntura economica per il settore elettrico.

Inoltre, si rileva l'assenza nel testo del DCO di alcun riferimento alla modalità di determinazione dei diversi *step* di prezzo a salire che dovranno essere utilizzati nell'algoritmo di allocazione della capacità di trasporto annuale/trimestrale/mensile alle interconnessioni con metanodotti esteri dove questa sarà conferita con le procedure d'asta definite dal Network Code CAM. Il *Network Code* CAM (Art. 17) prevede infatti che i diversi *step* di prezzo a salire rispetto ai quali gli utenti dovranno *biddare* siano resi noti in anticipo e siano calcolati secondo precise logiche illustrate nel *Network Code* (così da minimizzare il rischio di capacità invenduta tra uno *step* e l'altro). Si ritiene che la definizione di questi aspetti, anche in virtù del fatto che l'allocazione di capacità mediante questa tipologia di asta potrebbe a breve trovare applicazione (DCO 270/13), rappresenti parte integrante della regolazione tariffaria e si auspica che l'Autorità proceda con celerità, dopo aver consultato gli operatori in materia, nell'identificare una soluzione quanto più possibile coerente con gli orientamenti in discussione a livello europeo.

² Edison ritiene che l'introduzione di una metodologia di conferimento di capacità che attribuisca ai clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto una capacità *standard* calcolata sulla base del massimo prelievo dell'anno precedente, sottrarrebbe agli *shipper* un'importante leva di ottimizzazione. Ciò poiché le richieste di conferimento di capacità presentate dagli *shipper* sono di norma il risultato di processi di ottimizzazione complessi, basati su un attento studio delle dinamiche del mercato e sull'analisi di potenziali sinergie ad esso associate, che consentono una minimizzazione della capacità impegnata e dei conseguenti costi di trasporto. La proposta dell'Autorità si potrebbe tradurre, in ultima analisi, in un aggravio di costi per il consumatore finale, che si vedrebbe costretto a pagare corrispettivi aggiuntivi in virtù dell'assegnazione di capacità inutilizzata.



Infine, in merito a misure volte alla promozione della concorrenza, oltre alla necessità di adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto, si ritiene importante sottolineare anche la necessità di provvedere ad uniformare le norme e le regole utilizzate dai trasportatori diversi da Snam; si richiede pertanto un'omogeneizzazione dei diversi codici di trasporto nonché l'utilizzo di anagrafiche standard per identificare i punti di riconsegna presenti sulle reti dei trasportatori minori.

CONSIDERAZIONI PUNTUALI

Di seguito si riportano osservazioni relative ad alcuni spunti di consultazione, sugli altri si esprime una sostanziale condivisione con quanto prospettato dall'Autorità.

S 1. Osservazioni in merito all'introduzione di un corrispettivo capacitivo per la copertura dei costi operativi.

S 2. Osservazioni in merito ad eventuali effetti sul funzionamento del mercato, derivanti dall'applicazione di un corrispettivo capacitivo nei punti di entrata della rete nazionale.

La persistente recessione rilevabile sia in ambito europeo sia in ambito nazionale, cui si accompagnano rilevanti cambiamenti del settore energetico (quali ad esempio il crescente ruolo delle rinnovabili e del carbone), ha determinato da un lato una significativa contrazione dei fabbisogni di gas da parte del sistema, dall'altro una perdurante situazione di *oversupply*.

.....*Omissis* ...

Si consideri, inoltre, che le previsioni AEEG comporterebbero la necessità di adeguamento delle garanzie finanziarie a copertura delle obbligazioni derivanti dal conferimento e conseguentemente un ulteriore aggravio dei costi per gli operatori del sistema.

Sulla base di quanto precedentemente esposto, Edison esprime quindi la propria ferma contrarietà all'introduzione di un corrispettivo capacitivo CPo.



S 3. e S 4. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione dei corrispettivi di capacità della rete nazionale dei gasdotti.

S 5. Osservazioni in merito all'introduzione della metodologia della distanza dal punto virtuale della rete.

Edison concorda con l'intenzione dell'Autorità di confermare l'adozione del modello tariffario di matrice *entry-exit* anche per il quarto periodo di regolazione, in coerenza con le disposizioni normative nazionali e con gli orientamenti espressi in ambito europeo. La matrice è infatti riportata da ACER nelle “*Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas*” tra le metodologie di allocazione dei costi che potranno trovare applicazione nei diversi Stati Membri.

Qualora l'Autorità decidesse di confermare l'adozione del modello tariffario della matrice *entry-exit* e al fine di ridurre quanto più possibile eventuali effetti distorsivi della concorrenza, si chiede maggior trasparenza sulla struttura della matrice di riferimento e sulla metodologia di calcolo adottata per la determinazione delle tariffe ed in particolar modo sulla metodologia di allocazione dei costi attuata dall'impresa di trasporto. Si ritiene, infatti, che la metodologia di calcolo descritta dall'Autorità all'interno della consultazione, per quanto piuttosto dettagliata, non sia sufficiente a comprendere il reale meccanismo di determinazione delle tariffe.

Infine, con riferimento alla metodologia della distanza dal punto virtuale della rete (baricentro del mercato), Edison concorda con AEEG sull'elevato grado di discrezionalità e sul rischio di un'allocazione dei costi discriminatoria. Per tale ragione, qualora l'Autorità dovesse valutare adeguata l'adozione della metodologia basata sulla distanza dal baricentro di mercato, si suggerisce l'utilizzo di un algoritmo la cui struttura sia trasparente e chiara e che consenta quindi di gestire l'individuazione del punto virtuale in modo da non alterare la competitività delle varie fonti di approvvigionamento. A tale proposito, anche in ottica di possibile evoluzione del sistema italiano verso il ruolo di *hub* europeo del gas, si ritiene auspicabile l'introduzione di garanzie volte a salvaguardare un equilibrio tra le tariffe applicate al consumo nazionale e quelle applicate al gas destinato al transito nel territorio italiano. Ciò sarebbe per di più coerente con l'approccio



sviluppato a livello europeo, dal momento che le “*Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas*” prevedono l’obbligo di verificare ed eventualmente ridurre (qualora superi una determinata soglia) la discrepanza tra ricavi recuperati da punti domestici e quelli recuperati da punti transfrontalieri³.

S 6. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione dei corrispettivi di capacità della rete regionale dei gasdotti.

Si ritiene in linea di principio condivisibile l’idea di base dell’Autorità di dotarsi di strumenti più selettivi volti ad evitare l’incentivazione alla costruzione di nuove linee non economiche da parte dei clienti più vicini alla rete nazionale anche attraverso l’eliminazione della riduzione del corrispettivo di trasporto regionale. Tale previsione dovrebbe in ogni caso essere accompagnata da un’attenta valutazione affinché la realizzazione di nuove infrastrutture venga analizzata in modo coerente con l’effettivo fabbisogno di mercato.

Tuttavia, si ritiene che l’eliminazione delle riduzioni del corrispettivo regionale sia in qualche modo prematura ed intempestiva e che debba al più essere vagliata in un periodo futuro di ripresa economica. Infatti, il parco termoelettrico italiano, che pur si contraddistingue come tra i più efficienti e meno inquinanti d’Europa⁴ grazie al contributo dei cicli combinati a gas, versa in una situazione di grave difficoltà economica causata principalmente da una significativa riduzione delle ore di funzionamento (si è passati da oltre 4000 ore nel 2008 a meno di 2000 ore nel 2012). A ciò si aggiunga il fatto che il parco centrali di produzione di energia elettrica italiano presenta un numero significativo di impianti localizzato a ridotta distanza dalla rete nazionale di trasporto.

In questo contesto le disposizioni AEEG determinerebbero un aumento certo dei costi per il comparto termoelettrico e, ragionevolmente, un aumento dei prezzi dell’energia elettrica a danno dell’intero sistema.

³ Vedi Cap. 3.6, “*Cost Allocation Test*”

⁴ Con un’emissione di CO₂ specifica per l’Italia di circa 500 g/kWh contro, ad esempio, i quasi 800 g/ kWh della Germania (Fonte: Assolombarda 2012).



Sulla base di quanto sopra, Edison è contraria all'eliminazione della riduzione del corrispettivo regionale; qualora l'Autorità decidesse di eliminare tale riduzione, si propone di posticipare l'intervento all'avvio del prossimo Anno Termico, e non ad Anno Termico in corso, in modo tale da garantire la continuità regolatoria anche al fine di consentire agli operatori una corretta gestione della campagna commerciale relativa a tale Anno Termico.

S 7. Osservazioni in merito al mantenimento dei coefficienti per i corrispettivi infrannuali.

S 8. Osservazioni in merito alla proposta di applicare i corrispettivi alla capacità massima impegnata.

Edison concorda con la proposta della Autorità di definire conferimenti di capacità continua e relativi corrispettivi per periodi inferiori all'anno, in linea con la gamma di prodotti standard di capacità introdotta dal *Network Code CAM*. Si condivide inoltre la scelta dei coefficienti moltiplicativi introdotti dall'Autorità, che garantiranno una sostanziale riduzione del rischio di mancato recupero dei costi riconosciuti dell'impresa di trasporto e una conseguente maggiore stabilità delle tariffe nel corso del periodo regolatorio. Sarebbe infatti minimizzata la necessità di adeguare annualmente il fattore correttivo attraverso il quale l'impresa di trasporto ottiene la garanzia di recupero dei ricavi riconosciuti.

Come anticipato nelle considerazioni generali, con riferimento alla proposta di applicare i corrispettivi alla capacità massima impegnata per tutto il periodo di utilizzo della rete, si concorda sul fatto che tale proposta consente certamente il recupero dei ricavi riconosciuti rendendo di fatto l'attività di trasporto del gas naturale priva di rischi. Pertanto, qualora tale proposta venisse validata, con riferimento a quanto anticipato dall'Autorità nel precedente DCO 164/13 (par. 13.3)⁵, si ribadisce la necessità di annullare il premio per il rischio di mercato, già incluso nel rendimento del capitale di rischio.

⁵ "la riforma dell'AEEG intende valutare l'ipotesi di rivedere in modo più strutturale l'attuale impostazione adottata per la fissazione del WACC che potrebbe portare a rimodulazioni dei riferimenti per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e del premio per il rischio di mercato".



Si precisa, comunque, che la proposta di applicare i corrispettivi alla capacità massima impegnata penalizzerebbe gli operatori che presentano profili di immissione caratterizzati da picchi saltuari o comunque concentrati in periodi limitati dell'anno. In questi casi, infatti, la proposta di *“applicare i corrispettivi alla capacità massima impegnata [...] per tutto il periodo di utilizzo della rete”* non consentirebbe agli operatori di modulare l'acquisizione di capacità in coerenza con i propri fabbisogni e determinerebbe quindi un ingiustificato aumento dei costi. Inoltre, se da un lato si concorda sulla necessità di garantire *“la copertura dei ricavi riconosciuti”* agli investitori in infrastrutture, dall'altro si ritiene doveroso proteggere gli operatori dotati di contratti di approvvigionamento funzionali alla salvaguardia del sistema. Infine, l'adozione di tale metodologia a nostro avviso rischierebbe di conferire una certa rigidità al sistema, con conseguente disottimizzazione dei costi ed inevitabile ricaduta sui costi a carico del cliente finale.

Pertanto, sulla base di quanto sopra, Edison non concorda con l'introduzione di questa modalità di applicazione dei corrispettivi e ritiene quindi più opportuno il mantenimento dei coefficienti moltiplicativi proposti dall'Autorità nella tabella riportata nel documento a pagina 17 (Tabella 1 – Coefficienti moltiplicativi).

S 12. Osservazioni in merito alle modalità di determinazione dei fattori di emissione

Edison condivide la volontà dell'Autorità di perfezionare gli strumenti per la definizione del livello di perdite riconosciuto per l'erogazione del servizio. In particolare si concorda pienamente sull'approccio proposto di applicazione del metodo GRI-EPA che rappresenta il riferimento internazionale più importante per la stima delle perdite sulle reti del gas e, di fatto, uno strumento trasparente ed oggettivo.

S 13 Osservazioni in merito alle modalità di determinazione dei coefficienti per l'assegnazione delle perdite di rete.

Sebbene si concordi in linea generale con le modalità di determinazione dei coefficienti per l'assegnazione delle perdite di rete, si evidenzia la necessità di accompagnare tale previsione ad un attento monitoraggio dell'andamento del gas non contabilizzato (GNC). Non si condivide, invece, l'applicazione del coefficiente all'energia immessa nei punti di entrata della rete di trasporto in quanto principalmente legato a problemi esistenti su



impianti a valle. Qualora l'Autorità intendesse procedere in questo modo, è necessario che il coefficiente venga assegnato in uguale misura a tutti gli entry, onde evitare discriminazioni tra i vari operatori.