

All. al prot. n. 1044/2013/E/R/g – FV/mb

Osservazioni FederUtility

DCO164/2013/R/gas

“Criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione”

OSSERVAZIONI GENERALI

FederUtility in rappresentanza di operatori trasversalmente interessati agli argomenti trattati dal DCO, esprime di seguito alcune osservazioni coerentemente a quanto espresso in precedenti consultazioni similari.

La natura delle proposte, infatti, appaiono in linea con quelle relative a precedenti consultazioni sulle attività di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per quanto riguarda l'introduzione di un meccanismo d'incentivazione degli investimenti *output based*, la revisione generale della modalità di calcolo del tasso di remunerazione del capitale, la sua revisione biennale ed il suo aumento a titolo di compensazione del *lag* regolatorio, nonché in merito alle modalità di trattamento dei contributi per la realizzazione delle infrastrutture.

Specifiche al servizio di trasporto, invece, sono le argomentazioni sul: perfezionamento della modalità di trattamento delle perdite di rete, le proposte in merito alla compartecipazione dell'impresa al rischio di mancato utilizzo della nuova capacità e la proposta avanzata in merito alla ripartizione dei costi riconosciuti (ricavi) tra i corrispettivi tariffari (capacity e commodity) previsti per il servizio di trasporto.

Ad ogni modo la scrivente Federazione ritiene opportuno evidenziare le criticità di alcune proposte contenute nel documento.

In particolare, ci si riferisce al disallineamento temporale esistente tra il conferimento della capacità (effettuata nel mese di agosto) e la decorrenza delle tariffe di trasporto dal successivo 1 gennaio, colmabile, a nostro avviso, con l'approvazione delle tariffe entro l'estate (entro la fine del mese di giugno).

Inoltre, nell'attuale periodo regolatorio, sono stati introdotti, in corso d'anno, numerosi oneri di sistema destinati all'alimentazione di specifici conti presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (es. CV^{BL}) che hanno generato incertezza nel sistema.

Un'ultima considerazione generale attiene il trattamento del GNC. Pur condividendo la continuità regolatoria proposta, si ritiene che, con la necessaria gradualità, la metodologia di riconoscimento debba incentivare le imprese di trasporto al raggiungimento ed al mantenimento di una soglia "fisiologica" di tali quantitativi.

Nei prossimi paragrafi, di conseguenza, ci si focalizzerà esclusivamente sulle criticità rilevate.

Remunerazione del Capitale Investito

Come per tutte le attività regolate, ma soprattutto per il settore del trasporto del gas naturale, il tasso di rendimento del capitale investito è uno degli elementi regolatori di maggior interesse tanto per gli operatori, che per i relativi *stakeholder* (ed in particolare: azionisti, possibili nuovi investitori, utenti del servizio).

Di conseguenza, sull'argomento più che per altri, è importante che ci siano, da una parte, regole stabili e, dall'altra, che le stesse siano adeguate e applicate in modo da rappresentare, con la minore approssimazione possibile, le reali condizioni d'accesso al mercato del credito esistenti nel periodo preso in considerazione.

Il metodo attualmente utilizzato per il calcolo del tasso di rendimento del capitale investito (*Wacc*) ha i suoi cardini nell'utilizzo del *Capital Asset Pricing Model* per la stima del parametro *Ke* (rendimento del capitale di rischio) tramite l'impiego del rendimento dei BTP decennali *benchmark* come *proxy* del rendimento di attività prive di rischio, di un adeguato premio al rischio (ERP) e di un'opportuna valutazione del rischio sistematico dell'attività (β)

Si ritiene che tale metodo, se applicato in maniera coerente, sia adeguato a rappresentare il costo del capitale sopportato da un'impresa, specialmente se il suo aggiornamento avviene rispettando una cadenza temporale adatta a cogliere tempestivamente i segnali provenienti dai mercati. Questo consentirà il riconoscimento di un rendimento coerente con quello effettivamente richiesto dal mercato e dagli *shareholders* nel medio periodo. Di conseguenza, non si condivide la proposta di riforma delle modalità di calcolo del *Wacc* e, in particolar modo, quelle relative alla stima del tasso di rendimento delle attività prive di rischio. In particolare, infatti, l'Autorità ipotizza la definizione di un metodo per "sterilizzare gli effetti congiunturali connessi al rischio Paese e alle aspettative di inflazione".

Federutility ritiene non condivisibile tale tesi per varie ragioni.

In primo luogo, perché sia la letteratura sia la pratica è concorde nell'utilizzare come *proxy* di un'attività *free risk* il rendimento dei titoli di stato del Paese entro cui la Società valutata opera, dato che non esiste un titolo reale effettivamente esente da rischio, essendo ciò esclusivamente un'approssimazione utilizzata dalla teorica economica.

In secondo luogo, la modifica del riferimento per la fissazione del tasso *free-risk*, comporterebbe notevoli difficoltà nell'individuazione di fonti oggettive e non influenzate dalla congiuntura economica, dalla situazione politica propria del Paese in cui si effettuano gli investimenti e dagli interessi del mondo finanziario su cui basare i calcoli.

A questo proposito, infatti, si sottolinea che nel momento in cui si dovesse modificare il riferimento per il tasso *risk free*, andrà necessariamente modificato anche il premio al rischio del mercato (ERP), rimasto sinora invariato sin dal primo periodo regolatorio¹, dato che questo, in generale, è calcolato come differenza tra il rendimento del mercato e rendimento del tasso privo di rischio. Sarà necessario, inoltre, introdurre nel calcolo del *Wacc* anche la stima oggettiva del rischio default del Paese (in particolare, si potrebbe usare la quotazione dei *Credit Default Swap*), ed è evidente che tale strumento risenta di una molteplicità d'influssi ed è sottoposto ad azioni speculative tali che lo rendono sicuramente più volatile e, quindi, rischioso ed impreciso per l'utilizzo nello specifico caso della regolazione tariffaria italiana (che oggi ha soprattutto bisogno di stabilità e certezza) rispetto ai BTP decennali emessi dalla Banca d'Italia stessa.

Non si ritiene opportuno, in definitiva, legare i ricavi ammessi per Società italiane, che svolgono la maggior parte, quando non la totalità, delle proprie attività e ottengono i propri ricavi da operazioni svolte sul territorio italiano (e pertanto sottostanti a tutti i rischi – fiscali, operativi, normativi e commerciali – che derivano da ciò), al rendimento riconosciuto dagli investitori al debito sovrano di un paese terzo. Paese terzo nel quale, tra l'altro, i principali attori del settore nazionale non hanno nessuna attività e presso cui non godono di certo le più favorevoli condizioni offerte alle attività imprenditoriali e produttive.

¹ Il premio al rischio, non essendo mai stato modificato in 12 anni, ha agito in sostanza come una sorta di "ammortizzatore" ora inglobando, ora rilasciando del rendimento a favore/sfavore dell'operatore (ad esempio, nella distribuzione elettrica in un momento di grave incertezza dei mercati, la mancata variazione del parametro ERP (richiesta dagli operatori) ha salvaguardato gli utenti da una tariffa altrimenti più elevata, dato che non tutto il rischio può essere intercettato dai maggiori rendimenti dei BTP decennali.

Secondo quanto detto, Federutility ritiene più opportuno confermare l'attuale metodologia in quanto essa, soprattutto con l'aggiornamento periodico dei principali parametri sottostanti al calcolo del Wacc risulta adeguata a sterilizzare l'effetto di periodi congiunturali particolarmente critici e, in più, non incorpora eccessive incertezze nella definizione dei valori dei singoli parametri.

Allocazione dei Costi e Struttura Tariffaria

La struttura della tariffa da riconoscere per il servizio e l'allocazione/ripartizione dei costi ai singoli corrispettivi tariffari (capacity e commodity) rappresenta un punto cruciale della regolazione. Specialmente nell'attività di trasporto del gas, ciò influenza sia gli operatori del servizio, sia gli operatori attivi a monte e a valle dello stesso. Inoltre, non si può dimenticare l'importanza cruciale a livello geo-politico, specie nel particolare momento che il settore dell'energia, l'Europa e la stessa Italia stanno attualmente vivendo².

Federutility in questa sede, intende offrire i propri spunti generali sul tema, riservandosi di approfondire l'argomento e di proporre ulteriori considerazioni nel corso della consultazione specifica sulle modalità di determinazione dei corrispettivi tariffari, previsto per l'estate 2013.

Riconosciamo come l'Autorità abbia sempre cercato di supportare lo sviluppo delle infrastrutture a beneficio della concorrenza tra gli operatori nel mercato. Infatti, soltanto un sistema infrastrutturale efficiente e correttamente dimensionato può supportare gli operatori (venditori) nella loro azione, garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e trasferire sui consumatori (di qualsiasi dimensione) i benefici effetti della concorrenza.

In particolare, la scrivente Federazione, pur riconoscendo lo sforzo effettuato nei precedenti periodi regolatori, finalizzato al corretto dimensionamento del sistema infrastrutturale, alla luce dell'attuale situazione economica del Paese e, in particolare, del comparto energetico

² Ci si riferisce in particolare alla situazione del mercato del gas all'ingrosso che vede, anche a seguito della rivoluzione energetica americana e soprattutto a causa della crisi economica, un grande eccesso di offerta rispetto alla domanda, alla situazione Europea in cui i paesi dovrebbero non poter utilizzare il sistema tariffario per favorire/sfavorire alcuni flussi rispetto ad altri (es: gas destinato al proprio paese rispetto a gas in transito verso altri paesi) e alla strategia italiana di ergersi a hub sud europeo del gas e alla congiuntura particolarmente negativa dell'economia nazionale.

(produzione), non condivide la proposta del documento di eliminare il corrispettivo relativo alla commodity (corrispettivo variabile Cv) incrementando il corrispettivo fisso capacity.

In tal senso ritiene molto auspicabile modificare l'attuale percentuale di ripartizione dei costi riconosciuti per l'attività di trasporto e dispacciamento tariffaria (90% capacity e 10% commodity), prevedendo per il futuro periodo regolatorio, che siano ripartiti in percentuale pari al 50% i ricavi tariffari tra *capacity* e *commodity*

Tale impostazione, d'altra parte, non configge con l'impostazione che si sta delineando a livello europeo e con quanto attualmente previsto dalla normativa italiana.

Nel primo caso, infatti, tanto la Direttiva 2009/73/CE (c.d. III° 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, il legislatore europeo non si spinge fino a delineare una struttura specifica della tariffa e la sua articolazione in corrispettivi, limitandosi a porre l'accento sull'importanza della trasparenza, della sua 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 portato avanti dall'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori (Acer) sulla predisposizione delle linee guida relative al codice di rete sulle strutture tariffarie armonizzate per il trasporto (rectius: trasmissione) del gas. Queste prescrivono, infatti, la trasparenza dell'intero procedimento di definizione delle tariffe da parte dei regolatori nazionali³ e la necessità di evitare discriminazioni tra diversi tipi di flussi gas (in transito, destinati al mercato interno), mentre le metodologie trattate nelle Linee Guida (di numero limitato, come richiesto 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 traduzione dei costi così allocati in corrispettivi fissi/variabili.

A livello nazionale, invece, un'impostazione in linea con quella attuale sarebbe più coerente con quanto previsto dal Decreto Legislativo 164/00, ovvero che le tariffe tengano conto sia

³ Ci si riferisce alle indicazioni di cui al punto 2 delle linee guida

della capacità che delle quantità trasportate. Inoltre, ricordiamo che l'art. 38 comma 2 bis del DL 83/12 dispone che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro quattro mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, provvede 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..

Mantenere per il "IV" periodo regolatorio la struttura tariffaria (capacity e commodity) seppur in percentuale modificata, oltre ad essere, come visto in linea con lo spirito della normativa di riferimento, sarebbe più equilibrato rispetto alla previsione del solo corrispettivo legato alla dimensione *capacity*. Appare evidente come tale soluzione, alla luce della situazione economica nazionale, risponderebbe meglio alle esigenze e alla struttura dei prelievi delle varie categorie d'utenti del servizio di trasporto.

In particolare, Federutility ritiene che, mai come oggi, la regolazione tariffaria di un'infrastruttura, per sua stessa natura intesa come strumento per raggiungere obiettivi di sistema (maggiore liquidità, maggiore competizione tra *shipper*, pluralità delle fonti d'approvvigionamento, ecc.), sia cruciale per bilanciare al meglio le esigenze dei Soggetti a monte ed a valle dell'infrastruttura stessa, fermo restando la necessità di garantire ai trasportatori il completo raggiungimento dei propri ricavi ammessi.

Difatti, passare in questa fase congiunturale ad una tariffa di trasporto fissa e legata unicamente alla grandezza *capacity*, equivarrebbe a penalizzare ulteriormente categorie che già si trovano in sofferenza a causa del rilevante calo dei consumi.

Ci si riferisce, in particolare, agli utenti termoelettrici e a quelli industriali che, a fronte del crollo dei propri ricavi per la crisi e la relativa diminuzione dei prelievi di gas, vedrebbero crescere l'onere per un servizio il cui effettivo utilizzo è comparativamente inferiore rispetto agli anni precedenti⁴.

In tale situazione la proposta contenuta nel DCO non farebbe altro che aggravare maggiormente lo stato di precarietà di questi settori. Gli operatori attivi nella produzione elettrica dovranno inglobare tale maggior onere, nei prezzi dell'energia elettrica offerta sul mercato. Conseguentemente tali offerte o avranno minori probabilità di essere accettate oppure, qualora accolte, concorreranno all'aumento del prezzo dell'energia pagato dal sistema nel suo complesso.

⁴ A tal proposito, REF-E stima i prelievi da termoelettrico in 6,4 Gmc i (valori fino al 12 aprile 2013) per AS 2013 Vs 7,6 Gmc nel 2012 (-16,3% y/y) e in 11,9 Gmc Vs 14,2 per AT (-15,9%).

Similmente, sarebbero danneggiate anche le imprese “gas intensive” costrette anch’esse ad incorporare il maggior costo nei prezzi finali dei propri prodotti/semilavorati con conseguente perdita di competitività rispetto a imprese estere o rispetto a clienti energivori che utilizzano l’energia elettrica per le loro lavorazioni.

Appare necessario quindi rivedere la ripartizione dei ricavi tariffari proposta trasferendo quota parte degli stessi sulla componente commodity.

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 costruzione della rete di trasporto e incentiverebbe la prenotazione di capacità giornaliera di cui oggi i clienti finali stanno ricercando la minimizzazione nella logica di riduzione dei costi fissi aziendali. Tale capacità marginale, seppur prenotata in anticipo ma con costo limitato, potrebbe inoltre permettere l’utilizzo saltuario di gas spot ai fini di un aumento della produzione legato a specifiche condizioni di mercato.

Trattamento dei Contributi

In merito al trattamento dei contributi ai fini della fissazione delle tariffe per l’attività di trasporto del gas naturale, l’Autorità propone di procedere in maniera analoga a quanto proposto per il servizio di distribuzione del gas, in altre parole prevedendo il degrado dei contributi sulla base delle vite utili valide ai fini regolatori applicabili ai beni per i quali tali contributi sono stati percepiti.

Si ritiene che sull’argomento possano valere le osservazioni già avanzate come Associazione nel corso della consultazione sulla regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas naturale, alle quali si rimanda per maggiori dettagli.

In questa sede, Federutility ritiene opportuno ricordare che, 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 ammessi relativi agli ammortamenti e permetterebbe in ogni caso la restituzione (tramite la minore remunerazione del capitale) del contributo all’utente mediante ricavi comparativamente maggiori ma ottenuti in un orizzonte temporale minore.