

Roma, 31/05/2018

Osservazioni di EP Produzione al Documento per la consultazione 182/2018/R/Gas - METODOLOGIA DEI PREZZI DI RIFERIMENTO E CRITERI DI ALLOCAZIONE DEI COSTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE PER IL QUINTO DI REGOLAZIONE

Premessa

Il passaggio al V periodo regolatorio Gas, oggetto della presente consultazione, costituisce per il settore elettrico un momento delicato e di fondamentale importanza in considerazione degli effetti che la struttura e i criteri di determinazione delle tariffe e della qualità del trasporto gas possono produrre sui clienti termoelettrici e sulle dinamiche competitive del mercato elettrico nel suo complesso. Nel contesto attuale, caratterizzato da ridotta contendibilità del mercato, elevata quota di produzione da fonti rinnovabili e riforme in atto volte a rendere sempre più competitivo il mercato dei servizi di dispacciamento, risulta di fondamentale importanza portare avanti, anche nell'ambito del quadro tariffario, delle riforme che mettano gli impianti termoelettrici alimentati a gas in condizioni di poter competere equamente con le altre tecnologie.

Come noto EP Produzione ha formulato osservazioni critiche nei confronti del Documento per la Consultazione 413/2017/R/Gas (di seguito DCO 413), che proponeva l'estensione al 2019 del quarto periodo regolatorio con alcune modifiche, prima tra tutte il superamento dell'equa ripartizione dei ricavi riconosciuti tra punti di entry e punti di exit, in favore di una maggiore allocazione sui punti di exit. Tale misura veniva poi confermata con la delibera 575/2017/R/Gas (di seguito delibera 575), provvedimento impugnato dalla scrivente Società e altri operatori termoelettrici a gas direttamente impattati da tale misura.

La consultazione in oggetto (di seguito DCO 182), proponendo misure più ampie e profonde della sola ripartizione dei ricavi riconosciuti tra punti di entry e punti exit, e rappresentando una regolazione a regime con decorrenza successiva all'attuale transitorio e durata pari almeno a tutto il quinto periodo regolatorio, ricopre una rilevanza ancora maggiore della delibera 575.

Di seguito si riportano le osservazioni alle proposte principali misure proposte nel DCO 182.

Osservazioni di carattere generale

In primo luogo, apprezziamo lo sforzo di trasparenza profuso nel processo di consultazione, con particolare riferimento al coinvolgimento di SNAM Rete Gas attraverso la previsione, ex comma 15.1 del DCO, dell'obbligo di messa a disposizione degli esiti delle

simulazioni effettuate dal TSO sulle varie ipotesi tariffarie proposte. A riguardo vorremmo tuttavia osservare la carenza di alcune informazioni di scenario che risultano necessarie per una reale valutazione di quanto proposto. In particolare:

- manca l'evidenza sulle stime della capacità attesa in prenotazione nei prossimi anni, tenuto conto che diversi contratti di approvvigionamento di lungo periodo in scadenza entro il 2020 saranno oggetto di una rinegoziazione che determinerà probabilmente una riduzione delle capacità prenotate e quindi un incremento generale dei corrispettivi;
- mancano informazioni o stime in merito all'entrata in esercizio del nuovo gasdotto TAP, il quale richiederebbe, oltre al recupero dei costi di costruzione dell'allacciamento tra il gasdotto internazionale e la rete nazionale, anche la copertura dei costi legati al potenziamento della dorsale adriatica, considerato necessario, secondo il Piano di Sviluppo Snam, per garantire la corretta gestione operativa dei flussi provenienti dalla nuova infrastruttura di importazione;
- in generale manca una dettagliata analisi costi/benefici in merito alle singole proposte tariffarie.

Relativamente alle principali proposte nel DCO, si riportano alcune osservazioni:

- a) Metodologia dei prezzi di riferimento:** riteniamo che l'adozione della metodologia basata sulla distanza ponderata per la capacità, oltre ad essere coerente con quanto stabilito all'articolo 8 del Codice TAR, avrebbe il pregio di una maggior semplicità e consentirebbe più agevolmente agli utenti della rete di riprodurre il calcolo dei prezzi di riferimento ottenendone una previsione accurata. Riteniamo pertanto auspicabile il passaggio dalla metodologia a matrice alla metodologia Capacity Weighted Distance;
- b) Split Entry/Exit:** ribadiamo la posizione espressa in risposta al DCO 413 e nel ricorso avverso la delibera 575, ossia che venga ripristinata l'equità nella percentuale di allocazione dei ricavi riconosciuti tra punti di entry e punti di exit (50/50), e che non siano contemplate soluzioni diverse dall'equità, poiché tali soluzioni:
- risulterebbero non in linea con i principi del Regolamento UE 2017/460 (cd. *Codice TAR*), che identifica nell'equa ripartizione (50/50) lo strumento su cui basare l'armonizzazione delle tariffe di trasporto a livello europeo. Indipendentemente dal fatto che tale disposizione sia o non sia vincolante per le Autorità di Regolazione Nazionali, riteniamo sia opportuno allinearsi a tale condivisibile principio, a maggior ragione, rispetto al transitorio, nella regolazione a regime;
 - produrrebbero l'effetto certo di allocare maggiori costi fissi sui produttori termoelettrici a gas, non necessariamente recuperabili sui mercati dell'energia, irrigidendo la struttura dei costi e riducendo in tal modo la flessibilità, in contrasto con le riforme in corso volte ad

aumentare la flessibilità nell'esercizio degli impianti a gas. Ad oggi l'effetto già riscontrabile sul parco produttivo di EP Produzione consiste in un aggravio di circa 3Mln di Euro per il solo anno 2018;

- come conseguenza del punto precedente, produrrebbero effetti redistributivi tra produttori termoelettrici dipendenti dal gas e non presenti sulla filiera a monte di tale commodity e altri soggetti (ad esempio produttori a gas integrati con *shippers*);
- non necessariamente risulterebbero idonee a produrre gli auspicati effetti di incremento dei volumi di gas in import e di allineamento tra PSV e TTF.

c) Perimetro di applicazione dei prezzi di riferimento: condividiamo la proposta di includere i ricavi relativi al servizio di trasporto sulle reti regionali all'interno dei ricavi da recuperare mediante tariffe di trasporto entry/exit. E' condivisibile infatti l'interpretazione dell'ARERA del Codice TAR secondo la quale tale servizio soddisfa i requisiti per essere definito servizio di trasporto, risultando pertanto assoggettabile alla metodologia dei prezzi di riferimento;

d) Sconto distanza: riteniamo sia assolutamente necessario mantenere lo sconto basato sulla distanza dalla rete nazionale, per le seguenti motivazioni:

- riteniamo economicamente e socialmente corretto fornire un segnale premiante ad operatori che impegnano una minore quota di gasdotto grazie alla scelta di localizzazione degli impianti più vicina alla Rete Nazionale;
- la scelta della localizzazione dei nuovi impianti è stata fatta a suo tempo anche sulla base di un criterio di prossimità alla RTN, in modo da ridurre i costi per il sistema e conseguentemente i costi fissi attesi per l'impianto; modificare tale approccio ex-post comporterebbe di fatto un incremento dell'incertezza regolatoria e del conseguente rischio regolatorio, di cui necessariamente gli investitori privati dovrebbero tener conto nelle decisioni di investimento future; è opportuno mantenere un meccanismo che è stato alla base delle scelte di investimento/localizzazione di impianti che ad oggi non risultano pienamente ammortizzati, a causa della lunga crisi economica iniziata nel 2008;
- l'eliminazione dello sconto distanza non porta un beneficio netto al sistema nel complesso: il contributo in ottica di semplificazione sembrerebbe abbastanza marginale rispetto alla complessità generale nel calcolo delle componenti tariffarie in oggetto;

- l'eliminazione dello sconto distanza di fatto si configurerebbe come una redistribuzione del valore dello sconto fra gli impianti più vicini alla RTN agli impianti più distanti alla RTN: non si ravvedono motivazioni adeguate che giustifichino tale redistribuzione.
- e) **Costi variabili:** con riferimento infine all'attribuzione dei costi variabili si evidenzia che, quanto più i costi variabili vengono attribuiti all'exit e riconsegna, tanto più si erode il margine di contendibilità presso i mercati elettrici. Gli impianti termoelettrici a gas, i quali partecipano al mercato elettrico in qualità di tecnologie marginali, sarebbero infatti costretti ad impiegare una larga parte delle proprie offerte di mercato nella necessità di coprire i costi variabili, determinando una riduzione dei propri margini netti. Considerata l'attuale assoluta necessità di salvaguardare gli esercizi economici degli impianti termoelettrici in un momento di grave incertezza, dovuto ai ritardi nella partenza del capacity market ed alla continua progressiva erosione dei margini di riserva del sistema nazionale elettrico, si auspica di non collocare ulteriori costi variabili a valle della filiera. Quanto sopra si ravvisa anche con riferimento all'ipotesi del nuovo corrispettivo CVFC, quale strumento proposto per il recupero, nell'anno successivo, di somme garantite dal sistema a Snam ma non pienamente raccolte tramite i corrispettivi capacitivi dell'anno precedente. Si esprime contrarietà nei confronti di questo corrispettivo variabile proposto in aggiunta a quelli già presenti, il quale sarebbe un ulteriore aggravio per gli impianti termoelettrici. Peraltro, tale corrispettivo sarebbe esposto ad una variabilità ed onerosità ancor più elevate rispetto ai corrispettivi variabili attualmente presenti e ciò costituirebbe un rischio insostenibile nei confronti degli operatori termoelettrici. Per tali ragioni non si condivide tali ipotesi e si auspica una conferma dell'attuale regolazione del fattore correttivo.

Concludendo, e sulla base di quanto sopra riportato, riteniamo che, tra le ipotesi proposte in consultazione, l'ipotesi 2 (CWD Codice TAR) sia in assoluto da preferirsi rispetto alle altre. Con la precisazione che lo sconto distanza, per quanto detto al precedente punto d), dovrebbe essere mantenuto anche nell'ambito di tale Ipotesi 2.