

GAS NATURALE

EUROPA E RICORSI GUIDANO LE SCELTE PER IL TRASPORTO GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 413/2017/R/gas](#)
- [Delibera 373/2017/R/gas](#)
- [Delibera 714/2016/R/gas](#)
- [Delibera 550/2016/R/gas](#)
- [Regolamento \(UE\) 2016/460](#)
- [Sentenza Consiglio di Stato 3735/2015](#)
- [Sentenza Consiglio di Stato 2888/2015](#)
- [Sentenza TAR Milano 995/2013](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [La riforma del costo di trasporto per le centrali termoelettriche](#) (Newsletter 201)
- [Il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio all'asta](#) (Newsletter 197)
- [Quarto periodo regolatorio all'insegna della continuità, aspettando la distribuzione](#) ((Newsletter 171-172)

TAG

natural gas, regulation

La pubblicazione del Codice di Rete europeo - insieme alle pronunce della giustizia amministrativa - guida le scelte dell'Autorità, che propone un transitorio di due anni non privo di novità anche strutturali: una diversa ripartizione dei costi tra entry ed exit, una maggiorazione delle componenti in capacità, una rimodulazione degli incentivi agli investimenti e del regulatory lag. Cambiamenti con effetti incerti sui livelli, ma che potrebbero avere impatti redistributivi. Scenario stabile per il WACC 2019, ma sempre più incerto per gli investitori, che oltre a rinunciare alla maggiorazione per il lag regolatorio e a parte della maggiorazione incentivante, potranno dover affrontare l'introduzione del meccanismo output based nel 2020 e un maggiore affidamento alle analisi costi-benefici.

La consultazione per il V periodo del trasporto del gas naturale (DCO 413/2017) è influenzata dalla presenza di elementi ingombranti per l'Autorità. Il primo è il protrarsi all'infinito dei ricorsi della giustizia amministrativa sui criteri dei periodi regolatori precedenti e in corso, l'altro è la pubblicazione del Codice di Rete Europeo per l'armonizzazione delle strutture tariffarie del gas (Regolamento EU 460/2017). Sfuma invece, sempre di più, il concetto di periodo regolatorio: sebbene il presente periodo (IV) sia prolungato di due anni (2018-2019), non mancano proposte in grado di incidere sia concettualmente che in pratica sulla struttura tariffaria già dal transitorio, tra tutte una diversa ripartizione dei costi tra *entry* e *exit*, una maggiorazione delle componenti in capacità, una rimodulazione degli incentivi agli investimenti e del *regulatory lag*. D'altro canto, i due anni di attesa per il V periodo regolatorio sono già dichiarati insufficienti per prevedere un passaggio a forme di regolazione più radicalmente diverse (come il Totex) dal 2020. Le indicazioni vanno in direzioni opposte sul livello delle tariffe, per cui a oggi non è prevedibile stimare se i criteri del transitorio potranno portare ad aumenti o contenimenti delle stesse. Di certo potrebbero esserci rimodulazioni con effetti redistributivi.

IL CONTENZIOSO E LE COMPONENTI DI CAPACITÀ

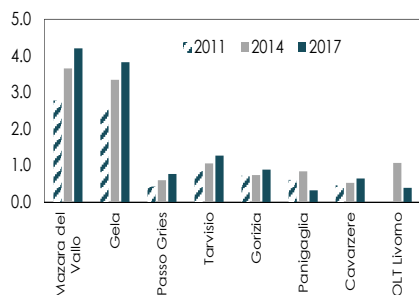
Nel corso del 2013 una Sentenza del TAR di Milano (Sentenza 995/2013) aveva in parte annullato i criteri e le tariffe del III periodo regolatorio (2010-2013), giudicati discriminatori e di ostacolo alla normale concorrenza tra operatori, per via dell'elevata differenziazione tra i costi dei diversi punti di entrata, con una particolare penalizzazione per le zone al Sud Italia. Tale differenziazione era l'effetto combinato della decisione di aumentare le componenti fisse della tariffa (che rappresentano il 90% dei costi riconosciuti) e di quella di passare a un criterio di remunerazione degli autoconsumi delle centrali di compressione, basato sui costi effettivi differenziati per punto di entrata. La conferma da parte del Consiglio di Stato (Sentenza 2888/2015) delle conclusioni del TAR non aveva fermato l'Autorità, che, avendo già riproposto nel IV periodo regolatorio i principi incrinati, ha da un lato opposto un ulteriore ricorso per sopraggiunti nuovi elementi che invaliderebbero la sentenza, e dall'altro tentato una riparazione del tutto formale (che nulla cambiava nella sostanza) attraverso la trasformazione del contributo in natura per gli autoconsumi (*xfuel*) in un uguale contributo monetario (*CVifuel* Delibera 550/16). Le motivazioni del ricorso dell'Autorità non sono note, ma potrebbero risiedere nell'appoggio che ha trovato nel Codice di rete europeo. Questo infatti sostanzialmente conferma la validità dei criteri tariffari adottati dall'Autorità affermando il modello *entry-exit* con differenziazione dei costi attribuiti a ogni punto, in base a un criterio che può tenere in considerazione anche la distanza, come l'architettura preferita per l'armonizzazione. Ma non solo, il Codice afferma espressamente che i costi delle imprese di trasporto dovrebbero essere coperti attraverso tariffe fisse basate sulla capacità. Tariffe variabili sono ammesse solamente in relazione ai costi effettivamente legati ai flussi, quindi variabili. Tale previsione dà quindi spunto all'Autorità per provare nuovamente (il tentativo era già stato fatto in occasione della discussione sull'avvio del IV periodo regolatorio) a incrementare la quota dei costi ricoperti con tariffe fisse, in particolare portando sul fisso anche i costi operativi fissi, a oggi tutti in capo al corrispettivo variabile *CV*. Una misura che, se applicata, contribuirebbe, molto probabilmente, a incrementare i differenziali tra i costi associati ai diversi punti di *entry*, contrariamente a quanto richiesto invece dalla

sentenza del tribunale amministrativo. Al tempo stesso, tuttavia, viene anche proposto il livellamento dei corrispettivi per la copertura degli autoconsumi (*yfuel* poi *CVfuel*) per i punti di *entry*. Una norma che asseconda il Codice di Rete, secondo cui i costi variabili devono essere indifferenziati, ma con un impatto minimo, vista la bassa incidenza dei costi di autoconsumo.

A fronte della sostanziale stabilità del corrispettivo variabile negli anni (attorno a 0.35 €/cent/mc) le tariffe in capacità hanno subito aumenti rilevanti, sia in *entry* sia in *exit*, con un divario tra il punto in *entry* più costoso (Marzara del Vallo) e quello più economico (Passo Gries) che è aumentato di oltre 1 €/cent/mc (Figure 1 e 2).

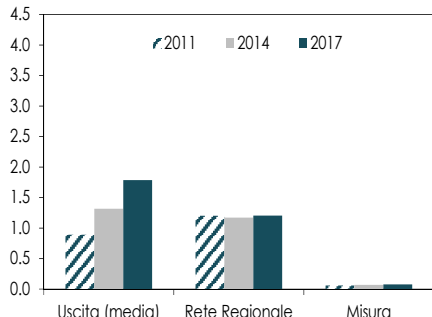
Il secondo procedimento, che ha portato al parziale annullamento delle tariffe del IV periodo regolatorio, riguarda invece il mancato recepimento da parte dell'Autorità della prescrizione normativa sulla necessità di favorire la flessibilità ed economicità per i grandi consumatori (Sentenza 3735/2015). In questo caso l'Autorità ha ottemperato attraverso il meccanismo sperimentale di allocazione della capacità per impianti termoelettrici (DCO 373/2017). Questo meccanismo, piuttosto che proporre tariffe digressive, fa perno sulla flessibilità, consentendo ai consumatori termoelettrici di prenotare capacità per periodi inferiori all'anno, in deroga a quanto previsto per gli altri punti di prelievo che possono prenotare solo capacità annuale, riducendo contemporaneamente le elevate penalità previste in caso di supero della capacità prenotata. Il meccanismo è ancora nella sua fase iniziale: infatti solo da gennaio, ad anno termico ormai avviato e con prenotazioni annuali ormai effettuate, è stata data la possibilità di prenotare capacità infra-annuale, ma solamente con prodotti giornalieri. Pochi naturalmente gli operatori che hanno utilizzato il meccanismo. Nel recente DCO l'Autorità ha proposto di avviare in maniera sempre sperimentale, ma più decisa, il meccanismo dal prossimo anno termico, prevedendo la possibilità di prenotare anche prodotti trimestrali e/o mensili e riducendo ulteriormente le penali di supero, che verrebbero applicate solo nel caso in cui si superasse la capacità prenotata in tutta l'area, instaurando così meccanismi di "prestito implicito" tra i diversi impianti termoelettrici presenti in un'area della capacità prenotata. Un ulteriore fattore di critica del meccanismo è stato quello relativo ai moltiplicatori per il costo dei prodotti infra-annuali. Calcolato con l'idea di garantire la continuità dei ricavi per i trasportatori, il moltiplicatore ne è risultato molto alto: 10 per il prodotto giornaliero e, nelle proposte del nuovo DCO, tra 1.5 e 2.5 per i prodotti trimestrali e mensili. Sebbene il meccanismo rappresenti un'importante leva di flessibilità, il criterio di dimensionamento del moltiplicatore lascia tuttavia prevedere poche prospettive di risparmio per gli operatori termoelettrici. Ulteriori previsioni del DCO riguardano la soluzione di problematiche tecniche sollevate dal nuovo meccanismo, quale quello di come trattare i casi in cui un operatore non prenoti nessuna capacità su base annuale (l'idea è prevedere l'obbligo di una prenotazione annuale in ogni caso per evitare la discatura) e quello di come applicare il corrispettivo di misura (la proposta è di applicarlo *ex-post* in base all'utilizzo effettivo massimo di capacità).

FIGURA 1. TARIFFE DI CAPACITÀ IN ENTRATA
(€/anno/mc/giorno)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. TARIFFE DI CAPACITÀ IN USCITA
(€/anno/mc/giorno)



Fonte: elaborazioni REF-E

UN TRANSITORIO MOLTO INNOVATIVO

CAMBIA LA STRUTTURA

Le ulteriori previsioni per i prossimi due anni, che potrebbero avere un impatto immediato, sono quelle che riguardano la ripartizione dei costi. La prima proposta di portata innovativa è quella di superare il criterio della ripartizione a metà dei costi complessivi tra i punti di *entry* e quelli di *exit*, in favore di una maggiore allocazione sui punti di *exit* (60 contro 40). L'idea è quella di spostare parte dei costi di rete a valle del PSV per ridurre lo *spread* tra PSV e TTF, favorendo la competitività dei mercati all'ingrosso. Una competitività che tuttavia poco gioverebbe ai clienti finali, inclusi quelli di dimensioni maggiori come i termoelettrici, che dovrebbero, come è naturale, pagare comunque tutti i costi sia di *entry* sia di *exit*. Potrebbero invece esserci effetti redistributivi, e stavolta potrebbero andare nella direzione di ridurre le differenze tra punti di *entry* localizzati in zone diverse del paese, andando incontro alle richieste degli importatori da Sud avallate dal TAR, anche se molto dipende dai flussi utilizzati per il calcolo delle tariffe. Un aumento dei costi a valle del PSV d'altra parte si trasferirebbe invece sui prezzi dell'energia elettrica, aumentando la parte di *spark spread* spiegata dai costi di rete e che non remunera il produttore termoelettrico. Questa previsione non è peraltro ispirata dal Codice di Rete, che invece immagina proprio il criterio dell'equa ripartizione tra punti di *entry* e di *exit* come guida per l'armonizzazione. In prospettiva, quando e se l'Italia diverrà un paese di transito per flussi alternativi a quelli russi

provenienti dal Sud e diretti verso il Nord Europa, caricare maggiori costi sugli *exit* implica caricare maggiormente le esportazioni rispetto alle importazioni.

ANTICIPAZIONI PER IL V PERIODO

Alla fine del transitorio questa previsione potrebbe essere integrata con altre due proposte che sono invece ispirate dal Codice. La prima riguarda la rete regionale, i cui costi dovrebbero rientrare nel complessivo costo da ripartire su *entry/exit* invece che solo in *exit* come accade oggi. L'Autorità tuttavia paventa anche la possibilità che almeno parte della rete regionale sia ricondotta nell'ambito della distribuzione, soprattutto quella degli operatori minori. Con più di 24,000 km, la rete regionale rappresenta oggi la sezione più estesa (il 70%) della rete di trasporto nazionale. La sua proprietà è per la parte maggiore (più del 90%) in mano a Snam Rete Gas, mentre il secondo operatore è SGI, due soggetti non integrati con la distribuzione. Anche alla luce dei sempre più rilevanti ritardi nella realizzazione della riforma delle concessioni per la distribuzione, il trasferimento proposto non sembra possibile nell'immediato e comunque prevedibilmente si limiterebbe a porzioni minori della rete non in grado di influenzare significativamente i costi. Il trasferimento di parte dei costi della rete regionale sui punti di *entry* potrebbe avere invece un impatto importante. Anche in questo caso, sarà tuttavia necessario vedere come verranno ripartiti i maggiori costi in base alla simulazione dei flussi del giorno di punta.

Un seconda proposta ispirata al Codice di Rete è quella che prevede la possibilità di ulteriori sconti per le tariffe in *entry* dai punti di stoccaggio e dai terminali di rigassificazione del GNL. Oggi le tariffe di *entry* dai terminali sono già più basse di quelle dei punti di interconnessione con le *pipeline*. Uno sconto in questo caso andrebbe a incentivare le importazioni via GNL rispetto a quelle via *pipelines*, contribuendo a ridurre il problema per l'Italia di tariffe di rigassificazione più alte della media europea e che scoraggia l'utilizzo dei terminali anche quando i prezzi della materia prima si avvicinano. Un problema noto all'Autorità che ha infatti proposto l'allocazione della capacità dei terminali tramite meccanismi di asta (DCO 714/2016).

INCENTIVI E TEMPISTICHE

Ulteriori modifiche nel transitorio:

- il superamento della remunerazione del *lag regolatorio* attraverso una maggiorazione del WACC dell'1%, in favore della riduzione a un anno di tale *lag*, come già attuato per altri settori
- iniziare un percorso di superamento degli incentivi agli investimenti a pioggia e basato sulla maggiorazione del WACC, come per altri settori. La maggiorazione del WACC è stata infatti superata per la distribuzione sia elettrica sia gas, mentre è stata mantenuta per la trasmissione elettrica, ma limitatamente a una lista di investimenti selezionati e vagliati dall'Autorità e che dovrebbe essere pubblicata a breve. Nel caso del trasporto la maggiorazione viene ridotta all'1% e garantita solamente per quei progetti che dimostrino una *cost-benefit* positiva, e che siano già inclusi nei piani di sviluppo della rete. Questa ultima previsione lascerebbe supporre che sia in ogni caso possibile ammettere investimenti solo in relazione ai progetti inclusi nei piani già pubblicati, con l'esclusione quindi dei progetti presentati in futuro (ma che ragionevolmente farebbero fatica a essere realizzati nei prossimi due anni)
- viene modificato il volume di riferimento per il calcolo del corrispettivo variabile, utilizzando invece del valore dell'ultimo anno solare quello degli ultimi 12 mesi disponibili al momento del computo. Ciò consentirebbe di tenere in considerazione i *trend* più recenti come sembra saggio data la volatilità mostrata di recente dai consumi di gas
- vengono anticipate le scadenze per l'invio all'Autorità delle informazioni e dei calcoli da parte delle imprese di trasporto. Questo per venire incontro al Codice di Rete che prevede il coinvolgimento nella fase di consultazione sia di ACER sia delle Autorità di regolazione dei paesi limitrofi. L'invio delle tariffe da parte di Snam all'Autorità viene quindi anticipato solo di un qualche giorno per il prossimo anno, ma di diversi mesi, con invio a metà maggio, a partire dal 2018 (ossia per le tariffe del 2019).

PRIME VALUTAZIONI SU REVISIONE DEL WACC 2019

L'aggiornamento del WACC, come previsto, è rimandato al 2019 quando verrà effettuata la revisione infra periodo dei parametri comuni a tutti i settori. Al momento le tendenze che si possono individuare non consentono di prevedere una direzione univoca per il WACC.

Il R_f nominale, basato sui rendimenti dei Titoli di Stato di un *basket* di paesi europei, si è generalmente abbassato rispetto al periodo utilizzato per il calcolo dei valori Attuali (ottobre 2014 - settembre 2015), e nell'aggiornamento potrebbe essere escluso il Belgio che è stato declassato nei *rating* (ma solo dall'agenzia Fitch). Tuttavia, nel calcolo del WACC attuale è già attivo il *floor* al *risk free* reale dello 0.5%, ulteriori ribassi non hanno quindi effetto.

È invece aumentato il parametro che misura il rischio Italia (CPR), e se l'aggiornamento venisse effettuato oggi si supererebbe la soglia di tolleranza del 20%; il CPR salirebbe quindi da 1% a 1.27%, con un aumento di circa 0.3% del WACC.

Ci sono tuttavia anche spinte al ribasso che potrebbero compensare queste spinte al rialzo. In particolare, l'annunciato innalzamento del livello del *gearing*, oggi a 0.44, potrebbe compensare questo aumento.

Anche la riduzione della pressione fiscale (la legge di Stabilità 2016 ha portato l'aliquota IRES nominale al 24%), potrebbe abbassare l'aliquota T , con effetto depressivo per il WACC; a parziale compensazione potrebbe però essere abbassato anche lo scudo fiscale tc . Le logiche di aggiornamento di questi parametri non sono tuttavia del tutto riproducibili.

A oggi lo scenario più probabile sembra quello di conferma del WACC a livello attuale anche per il prossimo aggiornamento del 2019, anche se i valori dei sottostanti che verranno usati sono quelli che vanno da ottobre 2017 a settembre 2018.

LA SARDEGNA: UNA NUOVA RETE

Anche il DCO, come molti in questo periodo, prende in considerazione la possibilità concreta che parta infine la metanizzazione della Sardegna. Sebbene difficilmente i progetti, a oggi ancora in fase pre-FID, siano realizzabili nei prossimi due anni, l'Autorità inizia a ragionare sui principi che potrebbero regolare un eventuale tratto di rete nazionale del gas isolato (unico caso finora) dal resto del sistema. Le indicazioni non sono comunque molte. Viene confermato che il calcolo di eventuali tariffe di una rete isolata non può essere attuato con i normali parametri usati per la rete esistente, che si basano (anche) sulla distanza tra tutti i punti di *entry* e quelli di *exit* del sistema. Le tariffe della rete isolata dovranno, quindi, rispecchiare i costi sottostanti e non sono ipotizzate socializzazioni dei costi sull'intero sistema. Non sono però escluse eventuali forme di perequazione che consentano di allineare le tariffe del tratto isolato a quelle del resto del sistema. La differenza tra i due casi dovrebbe riguardare sostanzialmente il metodo di copertura dei costi: in caso di socializzazione i costi vengono spalmati sulle tariffe in capacità *entry* e *exit* degli altri punti; in caso invece di perequazione i costi vengono recuperati con una componente variabile (una CV o esistente o nuova, come già avviene per i costi non coperti di rigassificazione e stoccaggio). Poco cambia invece per l'investitore, per il quale rilevano invece più le norme sugli incentivi agli investimenti, di cui si è già detto, e che potrebbero comunque essere sostanzialmente modificate, con un passaggio definitivo a modalità *output based*, dal 2020.