



Regulatory and Antitrust Italy

Viale Regina Margherita 125 - 00198 Roma  
T +39 06 83051

enelitalia@pec.enel.it

ITA/RA

Spett.le  
Autorità di Regolazione per Energia Reti e  
Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e  
Unbundling  
Corso di Porta Vittoria, 27  
20122, Milano

Oggetto: **Osservazioni al Documento per la consultazione 512/2018/R/GAS: “Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT)”.**

Si trasmette la risposta Enel al documento in oggetto.

Con i migliori saluti

**Francesca Valente**  
La Responsabile

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Italia srl e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente.

1/1



## RISPOSTA DI ENEL AL

### DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

16 OTTOBRE 2018

**Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT).**

#### OSSERVAZIONI GENERALI

In uno scenario di mercato caratterizzato da sempre maggiore flessibilità (sia in termini di domanda che di offerta) risulta necessario perseguire una riforma tariffaria del servizio di trasporto con l'obiettivo generale l'uso efficiente di tutte le infrastrutture, per non pregiudicare in primo luogo la sicurezza del sistema gas, che deve essere resiliente anche qualora manchi la più grande tra le infrastrutture di approvvigionamento.

Enel esprime pertanto **apprezzamento** per la proposta di una **metodologia diversa** rispetto a quella attuale, che va nella direzione di maggiore utilizzo delle infrastrutture, trasparenza, semplicità, prevedibilità e quindi della sicurezza del sistema e della concorrenza nel mercato. Tale obiettivo è stato sottolineato anche nella Memoria dell'ARERA del 18 ottobre 2018 (521/2018/I/COM) presentata alle commissioni competenti di Camera e Senato: *"...facendo evolvere le tariffe di trasporto con l'obiettivo di favorire la liquidità dei mercati e l'allineamento dei prezzi italiani agli hub più liquidi"*. Risultato rilevante della nuova metodologia è proprio la **diminuzione** del **divario** tra i corrispettivi minimi e massimi applicati ai punti di **entrata**.

D'altra parte, la riforma sebbene vada nella giusta direzione appare ancora molto timida, tenuto conto che con un trend della domanda in riduzione (capacità in exit) e conseguentemente dell'offerta (capacità in entry) il sistema tariffario rischia, nonostante gli aggiustamenti, di rivelarsi insostenibile. Quindi per **perseguire realmente** l'obiettivo di favorire la **concorrenza** del mercato nonché la sicurezza del sistema gas, a nostro avviso è **necessario** fin da subito garantire: (i) piena neutralità tra fonti di approvvigionamento, (ii) effettiva prevedibilità dei costi del servizio, (iii) nuova ripartizione entry/exit.

- PIENA NEUTRALITA' TRA FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO. Una **soluzione ottimale** per annullare le distorsioni - invece che soltanto ridurle - resta certamente l'**equalizzazione** dei corrispettivi di **entry**. Peraltro, proprio per evitare disallineamenti nei livelli tariffari, in

consultazione si propone di adottare l'equalizzazione ai punti di uscita attraverso un unico corrispettivo per le 6 aree. Si ritiene pertanto che tale aggiustamento previsto dall'art. 6, comma 4, punto b) del Regolamento (UE) 2017/460 si potrebbe certamente applicare anche ai punti di entrata come già attuato da tempo in altri Paesi Europei (es. Francia, Spagna). Inoltre, da quanto pubblicato sinora da ACER, risulta che **più della metà** degli Stati Membri che hanno sottoposto finora ad ACER i propri orientamenti finali hanno proposto una metodologia che porta ad una **equalizzazione degli entry** ai sensi del Regolamento, come più ampiamente rappresentato in risposta alla S.17.

- EFFETTIVA PREVEDIBILITA' E STABILITA' DEI COSTI DEL SERVIZIO. Il **corrispettivo complementare variabile**, finalizzato al recupero dei ricavi, dovrebbe essere utilizzato anche per una maggiore prevedibilità e stabilità dei corrispettivi di capacità. Infatti si potrebbe prevedere che **i corrispettivi siano dimensionati in base alla capacità tecnica** e alla distanza ai sensi dell'Art. 4 comma 1 del Regolamento. L'ammontare dei ricavi che non verrebbero raccolti, in quanto la capacità prevista in conferimento sarebbe inferiore rispetto alla capacità tecnica, potrebbe essere recuperato proprio attraverso il corrispettivo complementare variabile. Con tale soluzione si supererebbe uno dei principali problemi tariffari riscontrati nel passato e che certamente si presenterà in forma più accentuata in futuro.

Tale misura permetterebbe peraltro di allineare il mercato Italiano alla maggiore prevedibilità e stabilità già raggiunta da altri mercati Europei. Si rimanda anche a quanto argomentato allo spunto S.14.

- TEMPISTICHE E NUOVA RIPARTIZIONE ENTRY/EXIT. Nei prossimi due anni si prospettano almeno tre riforme di rilevante discontinuità: (i) riforma della disciplina del Settlement; (ii) nuove tariffe di trasporto per il 5PRT; (iii) riforma su conferimento automatico della capacità ex DCO 114/2018/R/Gas a valle della fase di sperimentazione su consumo annuo normalizzato. Elemento cardine delle riforme è la ridefinizione della capacità ed in particolare quella di uscita.

- La definizione del prodotto "bundled" della capacità in exit (prevista da ottobre 2020) dovrebbe precedere la proposta di un unico corrispettivo in uscita e riconsegna (prevista da gennaio 2020) e pertanto l'applicazione del corrispettivo unico dovrebbe avvenire non prima del 1 ottobre 2020 (mese in cui è prevista la riforma del conferimento di capacità). Fermo restando il vincolo del TAR NC e l'avvio del quinto periodo dal 1 gennaio 2020 con la definizione di una tariffa figurativa di uscita, nella sostanza per garantire la continuità tariffaria per le capacità che verranno conferite per l'AT 2019/20, si potrebbero applicare (almeno per i 9 mesi da gennaio 2020 a settembre 2020) i corrispettivi calcolati per i meccanismi perequativi ( $CP_u^R$  e  $CP_u^N$ ).

- In ogni caso la **quota** attribuita all'**entry** dovrebbe essere al **massimo** il **20%**. Ciò permetterebbe di limitare i rischi di sottoutilizzo di alcune direttrici e migliorare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e la sicurezza delle forniture.

Si giunge a dimostrare la correttezza di un entry al 20% anche semplicemente ripercorrendo la stessa logica già seguita nel DCO 182/2018/R/Gas e che a suo tempo ha portato ad una ripartizione 40/60. Oggi con i dati presentati dall'Autorità per il 2020 (a maggior ragione vale per gli anni successivi), si giungerebbe ad una ripartizione 20/80 (considerando l'effetto dell'inclusione delle reti regionali). Per gli anni successivi al 2020 la ripartizione dovrebbe essere ancora più spostata verso l'exit; è ragionevole pertanto prevederne un aggiornamento periodico. Una trattazione puntuale dei singoli passaggi è riportata alla risposta S.15.

## **RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

Si riportano di seguito esclusivamente le risposte agli spunti di interesse.

### **Parte II: Orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti**

**S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione, con particolare riferimento all'opportunità di prevedere un periodo inferiore, di durata triennale, a cui potrebbe essere associata l'ipotesi di introdurre schemi di regolazione orientati alla logica totex nel periodo regolatorio successivo.**

Si ritiene ragionevole mantenere una durata di quattro anni per il periodo di regolazione del servizio di trasporto in analogia ad altri servizi regolati gas (stoccaggio e rigassificazione).

**S4. Osservazioni in merito al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, e in particolare in merito alla definizione del  $\beta$  asset.**

Si ritiene opportuno fornire un contributo sul tema che, al di là del provvedimento in consultazione, risulta di interesse per tutti i soggetti infrastrutturali regolati dall'Autorità.

In particolare, si condivide l'approccio dell'Autorità di effettuare la definizione del  $\beta$  asset attraverso il cd.  $\beta$  asset adjusted, che rispecchia più correttamente la tendenza del parametro in prospettiva futura, come anche segnalato dalla teoria economica e dalla migliore prassi regolatoria e finanziaria.

Diversamente, non si condivide la scelta di procedere alla stima del rapporto debito su equity attraverso i valori di libro delle società.

A tal fine riteniamo corretto adottare una modalità di calcolo coerente con la prassi del settore finanziario, nel cui ambito si valuta la struttura finanziaria di imprese regolate non sulla base di dati contabili ma prendendo a riferimento il debito netto in rapporto alla capitalizzazione di mercato.

Peraltro, in seconda battuta, occorre notare che se il valore di libro dell'indebitamento rappresenta una buona indicazione del valore di mercato del debito, lo stesso non può dirsi dell'equity, per cui i bilanci presentano un valore "storico", che non necessariamente coincide con il valore "attuale" della società, determinato dalla capacità della stessa di generare flussi di cassa e maggiormente rispecchiato, appunto, nel valore della capitalizzazione di mercato.

Sempre a proposito della definizione del rapporto debito su equity, non si condivide l'orientamento secondo cui la scelta di valori di mercato possa condurre a effetti ricorsivi tra il valore del  $\beta$  e la capitalizzazione di mercato. Tale rischio, evidenziato dall'Autorità, non sembra peraltro essere sostenuto dalla teoria economico-finanziaria, che conferma come una variazione del rapporto debito su equity, coerentemente recepita nei parametri che compongono il Wacc, abbia un effetto solo marginale sul rendimento del capitale e sulla capitalizzazione di mercato.

#### **S7. Osservazioni in merito ai costi relativi al sistema di Emission Trading.**

Enel è certamente favorevole ad adottare criteri che incentivino la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e che i relativi costi siano recuperati tramite il corrispettivo a copertura dei costi variabili.

#### **S8. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.**

Enel condivide che per le perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (i) sia superato il riconoscimento in natura di tali quantitativi da parte degli Utenti (ii) che i costi sostenuti siano coperti attraverso la componente tariffaria del trasporto a copertura dei costi variabili. Si condivide altresì l'introduzione di incentivi per ridurre le perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna.

#### **S9. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.**

Con specifico riferimento ai meccanismi incentivanti volti al raggiungimento di obiettivi ambientali e di innovazione, Enel ne condivide l'attenzione in particolare se finalizzata allo sviluppo di tecnologie che favoriscono l'ampia diffusione della generazione da fonti rinnovabili e benefici in termini di decarbonizzazione.

#### **S10. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.**

Si ritiene condivisibile che ai fini dell'identificazione dei costi per il servizio di bilanciamento operativo vengano esclusi i costi relativi alle prestazioni di punta di erogazione, di iniezione e spazio per il bilanciamento operativo. Per ulteriori considerazioni si rimanda alla risposta sullo spunto S12.

### **Parte III: Orientamenti in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto**

#### **S12. Osservazioni in merito all'identificazione ai fini tariffari dei servizi forniti dalle imprese di trasporto e alla definizione del servizio di trasporto.**

Con riferimento al servizio di bilanciamento operativo della rete e ai c.d. servizi accessori, Enel ritiene che tali servizi rientrino nell'ambito dei servizi di tipo operativo e quindi da recuperare mediante l'applicazione del corrispettivo unitario variabile. Infatti certamente tali servizi sono funzionali al servizio di trasporto, ma non soddisfano entrambe le condizioni che il Codice TAR individua come necessarie e sufficienti ad identificare un determinato servizio nell'ambito del trasporto.

Nello specifico il Codice TAR all'art.4 paragrafo 1 lettera a) e lettera b) si legge: *"a) i costi del servizio sono causati dai driver di costo della capacità tecnica o capacità contrattuale prevista e della distanza" e "b) i costi del servizio sono correlati all'investimento nell'infrastruttura e al funzionamento della medesima infrastruttura che fa parte del capitale investito riconosciuto per la fornitura dei servizi di trasporto."* Con riferimento specifico ai c.d. servizi accessori, Enel ritiene che non soddisfino nessuna delle due condizioni identificate dal Codice TAR. Con riferimento al servizio di bilanciamento operativo della rete, si ritiene infatti che non sia soddisfatta in particolare la condizione di cui alla lettera a) in quanto tale servizio non è funzione della distanza e di cui alla lettera b) in quanto tale servizio non è correlato all'investimento nell'infrastruttura. Pertanto, come già espresso in precedenza, si ritiene che i costi relativi ai servizi operativi, vengano remunerati con una componente di ricavo variabile indipendente dalle capacità ed pertanto esclusi dal perimetro della metodologia di riferimento.

### **S13. Osservazioni in merito al perimetro di applicazione e al driver del corrispettivo per la copertura dei costi variabili.**

Enel condivide la soluzione prospettata dall'Autorità, come peraltro già espresso in risposta al DCO 182/2018/R/Gas; quella che infatti nella consultazione appena menzionata era identificata come ipotesi 2 -definizione di un unico corrispettivo variabile espresso in termini monetari a copertura dei costi operativi, degli autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato, applicato ai punti di uscita - avrebbe il pregio di mantenere una quota di costi variabili con un peso non inferiore a quello attuale (circa 15% dei ricavi complessivi).

### **S14. Osservazioni in merito al corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi.**

Enel condivide l'istituzione di un corrispettivo complementare al recupero dei ricavi da applicare ai punti di uscita e riconsegna. Detto corrispettivo infatti, in quanto complementare, si ritiene possa essere lo strumento più idoneo attraverso il quale recuperare tutte le partite economiche, relative al servizio di trasporto e alle altre tipologie di servizio, che dovessero risultare non altrimenti coperte; contribuendo a stabilizzare ulteriormente l'evoluzione dei corrispettivi legati alla capacità e facilitando quindi gli utenti grazie ad una maggiore prevedibilità dell'evoluzione tariffaria.

Le capacità di trasporto tecniche ai punti di entry sono, in quanto tali, sovradimensionate rispetto all'utilizzo. Il dimensionamento infatti è stato determinato per una ridondanza in chiave di sicurezza

degli approvvigionamenti anche nel caso in cui la principale infrastruttura tra esse sia indisponibile ai sensi della c.d. regola N-1.

Nel periodo 2016-2018 infatti, considerando i gasdotti principali, la capacità tecnica in media è stata utilizzata solo per circa il 44%, considerando anche i terminali GNL e Gorizia tale valore scende a circa il 33% e comunque, anche nei momenti di picco dette capacità non vengono saturate: infatti sempre nello stesso periodo risulta che tutte le infrastrutture mediamente hanno utilizzato al massimo circa il 77% della capacità tecnica.

Enel ritiene dunque che la remunerazione della quota residua, corrispondente alla differenza tra la capacità tecnica e la capacità prevista in conferimento debba essere coperta attraverso il corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi. Questo peraltro ridurrebbe il livello dei corrispettivi applicati alla capacità, favorendo la concorrenza sulla materia prima piuttosto che sui costi fissi di logistica a tutto vantaggio della liquidità.

Peraltro dato che il corrispettivo verrebbe applicato in riconsegna si favorirebbe la prevedibilità e la stabilità, nonché l'allineamento tra l'Hub italiano del gas e quello degli Stati Membri del Nord Europa.

Infatti confrontando la **variabilità** delle tariffe nei principali Stati Membri (Germania, Francia, Spagna) rispetto alle tariffe registrate in Italia (ACER *Market Monitoring Report - IPs at EU borders*) si osserva che mediamente nel **periodo 2013-2018** la **variazione** in valore assoluto è stata in **Italia** il **doppio** rispetto alla **Germania**, **6 volte** rispetto alla **Francia**, senza considerare la **Spagna** che è stata sostanzialmente invariata nel periodo e quindi **estremamente più stabile** dell'Italia.

Certamente a nostro avviso il corrispettivo complementare dovrebbe recuperare anche le partite economiche derivanti dalla disciplina di cui alla Del.666/2017/R/Gas (utilizzo flessibile della capacità di trasporto conferita per periodi pluriennali presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri). Inoltre si ritiene opportuno che tale corrispettivo venga applicato esclusivamente ai punti di riconsegna, e che non sia quindi applicato anche ai punti di uscita verso gli impianti stoccaggio; ciò anche in considerazione del fatto che il gas, presente in un dato momento negli impianti di stoccaggio, verrebbe successivamente re-immesso nella rete e trasportato verso punti di riconsegna. Diversamente per lo stesso quantitativo di gas si applicherebbe per due volte il corrispettivo complementare variabile per il recupero dei ricavi, annullando in questo modo di fatto lo sconto applicato ai corrispettivi dello stoccaggio.

#### **S15. Osservazioni in merito alla ripartizione entry/exit.**

Enel ritiene che la ripartizione entry/exit (28/72) proposta nella consultazione non rappresenti sufficientemente l'assetto della rete. Il servizio di trasporto ha come driver di costo "*capacità tecnica o capacità contrattuale prevista*" e "*distanza*" ai sensi dell'articolo 4 comma 1 del Codice TAR.

Pertanto la capacità tecnica, la capacità contrattuale prevista e la distanza devono essere alla base della ripartizione entry/exit come del resto individuato nel DCO 182/2018/R/gas laddove a proposito

del 40/60 si legge che: *“Negli ultimi anni termici, la capacità continua conferita ai punti di entrata (ad eccezione dei punti di entrata da stoccaggio<sup>6</sup>, e comprensiva della capacità conferita su base giornaliera) è risultata annualmente pari a circa l’80% della capacità tecnica nei medesimi punti, da cui deriva l’attribuzione ai punti di entrata di una quota di costo pari a circa l’80% del 50% dei costi complessivi, sostanzialmente analoga a quella approvata dall’Autorità per il periodo transitorio, pari al 40%.”*

Nel DCO 512/2018/R/Gas si legge che *“...la capacità prevista in conferimento in un determinato anno tariffario... deve includere anche le previsioni relative ai conferimenti: a) di capacità infrannuale, tenuto conto del riproporzionamento su base annua nonché del livello dei moltiplicatori; b) di capacità interrompibile, tenuto conto del relativo sconto applicato.”*

Più avanti nello stesso documento alla tabella 7 *“Capacità previste in conferimento per l’anno 2020 (MSmc/g)”* per i **punti di entrata** (ad eccezione dei punti di entrata da stoccaggio) si riporta la **capacità prevista in conferimento** per il 2020 che è pari a **237,9** MSmc/g (di cui importazioni 222,650 e 15,323 produzione nazionale).

Mentre alla tabella 10 *“Parametri rilevanti per i principali punti di entrata”* sono riportate le capacità tecniche delle importazioni la cui somma è pari a 382,7 MSmc/g, aggiungendo la capacità tecnica delle produzioni nazionali come pubblicate da Snam Rete Gas in *“Capacità di Trasporto Punti di Entrata e di Uscita dalla Rete Nazionale al 01-11-2018”* pari a 23,5 MSmc/g il **totale della capacità tecnica** in entry, escluso lo stoccaggio, è pari a **406,2** MSmc/g.

Dalla piana lettura dei numeri appena elencati risulta che il **rapporto tra la capacità prevista in conferimento per il 2020**, che come detto include anche le previsioni di capacità infrannuale ed interrompibile, **sul totale della capacità tecnica è inferiore al 60%** da cui per le medesime ragioni già esposte dovrebbe derivare l’attribuzione ai punti di entrata di una **quota di costo corretta** pari a circa il 60% del 50% dei costi complessivi, cioè pari al 30%, quindi inferiore a quella approvata dall’Autorità per il periodo transitorio. Mutatis mutandis se il 40/60 è analogo ad un 28/72 incluse le reti regionali allora il 30/70 è analogo ad un **20/80**, quindi **la massima quota attribuita all’entry dovrebbe essere il 20%**.

Peraltro, nelle more che venga definito con lo strumento della ripartizione transfrontaliera dei costi (CBCA), la quota che andrebbe attribuita ad altri Stati Membri, e in considerazione della possibilità che con l’ingresso di ulteriori infrastrutture, prima fra tutte il TAP, vi possa essere una quota di **export** superiore rispetto a quanto ad oggi in essere -considerato che lo scenario per la valutazione si dovrebbe estendere almeno fino al 2023- si ritiene ragionevole che nella scelta della ripartizione entry/exit si tenga conto che certamente anche **tali costi debbano essere attribuiti in exit**.

**S16. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità.**



Come già espresso nelle osservazioni generali, si ribadisce l'apprezzamento per l'adozione di una metodologia diversa rispetto al passato, certamente rispondente al D.Lgs. 164/2000, perché basata esclusivamente sui driver di distanza e capacità, oltre che più semplice e trasparente. Infine la nuova metodologia si ritiene positiva anche perché con essa viene superato lo sconto contro-flusso: vincolo discrezionale e non fisico.

#### **S17. Osservazioni in merito agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto.**

Enel ritiene condivisibile l'approccio dell'Autorità nell'utilizzare gli strumenti presenti nel codice TAR per l'aggiustamento dei corrispettivi risultanti dall'applicazione della metodologia. In particolare si ritiene che l'aggiustamento previsto dall'art. 6, comma 4, punto b) del Codice TAR si potrebbe certamente applicare anche ai punti di entrata, come del resto già attuato da tempo in altri paesi europei (es. Francia, Spagna). Inoltre, da quanto pubblicato sinora da ACER, risulta che i seguenti paesi abbiano proposto di adottare una metodologia che porta ad un entry uguale per tutti i punti: Olanda, Svezia, Irlanda, Romania, Danimarca, Polonia, Slovacchia ovvero più della metà dei paesi che hanno sottoposto ad ACER i propri orientamenti finali; peraltro anche la Germania ha recentemente proposto una metodologia a francobollo.

L'equalizzazione garantirebbe una competizione basata esclusivamente sulla materia prima che porterebbe certamente ad un innalzamento dell'offerta, ad un rafforzamento della diversificazione delle diverse fonti, e di conseguenza ad una maggiore liquidità dei mercati italiani, con un effetto finale sui prezzi certamente positivo anche in prospettiva di sviluppo dell'Italia come Hub del gas.

In via subordinata (i) sia all'equalizzazione (ii) sia a quanto espresso circa la capacità ex Del.666/2017/R/Gas da gestire a nostro avviso attraverso il CV<sup>FC</sup> (vedi S.14), si potrebbe considerare diversamente il modo in cui avviene il riproporzionamento dei corrispettivi: valutando la possibilità di sommare una costante (invece che moltiplicare per una costante). Infatti l'articolo 6 comma 4 lettera c) prevede tre modi per applicare il riproporzionamento: moltiplicazione, addizione o sottrazione di una costante. In particolare nel caso delle capacità oggetto di *reshuffling* dove è necessario effettuare il riproporzionamento per garantire il gettito, Enel ritiene che, effettuando il *rescaling* con l'addizione di una costante, l'effetto finale sui corrispettivi per i gasdotti da estero sarebbe certamente più contenuto in termini assoluti: i corrispettivi finali crescerebbero meno rispetto al *rescaling* ottenuto attraverso la moltiplicazione per una costante.

Con riferimento alle tariffe di entry da GNL, dalle simulazioni in consultazione per il 2020, risulterebbe in generale un considerevole aumento per tutti i rigassificatori fino a 3,4 volte rispetto ai valori 2019 e in particolare per OLT Livorno e Panigaglia. Considerato che si valuta la strategicità di nuove infrastrutture, certamente lo sono quelle già esistenti. A nostro avviso una tariffa che rischia di divenire una barriera all'accesso per la rigassificazione, risulterebbe poco in linea con la "*Riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità di rigassificazione di GNL sulla base di*

*meccanismi di mercato (Aste)” Delibera 660/2017/R/gas. Infatti detta riforma è stata portata avanti al fine di aumentare la competitività dei terminali di rigassificazione italiani rispetto ai quali la stessa SEN si era espressa mettendo in luce la “limitata capacità dei rigassificatori italiani di attrarre carichi di GNL per operazioni di breve termine, sia per vincoli tecnici (es. limitata operatività di Panigaglia) che per limitata competitività del sistema tariffario in vigore (che sarà superato dal passaggio al sistema ad aste a partire dal 2018)”. Al fine di garantire l'utilizzo di tutti i terminali di rigassificazione, si propone pertanto un sistema analogo a quello già in essere per lo stoccaggio. In particolare si potrebbe ipotizzare un unico prodotto che includa sia la tariffa di trasporto che quella di rigassificazione e il cui prezzo è pari al risultato d'asta. Eventuali differenza tra ricavi riconosciuti (di trasporto/rigassificazione) e risultato del conferimento potrebbero essere gestiti attraverso componenti tariffarie variabili (es.  $CV^{FC}$  e/o  $CV^{FG}$ ).*

#### **S18. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento.**

La metodologia per il 2020-2023 è innovativa rispetto a quella attuale, migliora la competitività, riducendo il divario tra i corrispettivi minimi e massimi applicati in particolare ai punti di entrata e quindi le distorsioni nelle scelte di approvvigionamento. In generale è una metodologia più semplice e più trasparente.

Si osserva che in un sistema come l'Italia che importa circa il 90% del gas necessario al suo fabbisogno, è essenziale che tutte le direttrici siano in grado di competere alla copertura della domanda di punta giornaliera, diversificando il più possibile gli approvvigionamenti. Un modello tariffario che, sebbene in misura minore rispetto al passato, continuerebbe a **premiare alcune rotte a discapito di altre, rischia di essere poco sostenibile** per la sicurezza del sistema ed il bilanciamento della rete. Resta a nostro avviso pertanto ancora valido quanto espresso nella Strategia Energetica Nazionale al fine di evitare che anche in futuro sia *“particolarmente oneroso l'utilizzo delle direttrici di approvvigionamento da sud (es. Algeria), che in prospettiva corrono il rischio di diventare sostanzialmente “stranded”, con implicazioni sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e sulla sicurezza delle forniture.”*

Per quanto concerne la riduzione dei corrispettivi per i punti di riconsegna “sconto distanza” si ribadisce che a nostro avviso sarebbe preferibile mantenere l'attuale differenziazione progressiva in funzione della reale distanza percorsa dalla rete –piuttosto che in percentuale fissa come proposto in consultazione- distanza reale che è il principale driver del TAR NC per l'attribuzione dei costi oltre che per evitare una discontinuità (scalino) tra 14,9 e 15 Km. Inoltre si ritiene opportuno estendere l'applicazione della degressività del corrispettivo in base allo “sconto distanza” anche per i prodotti infra-annuali.

#### **Parte IV: Orientamenti in materia di ulteriori aspetti relativi ai criteri di allocazione del costo del servizio di trasporto**

##### **S19. Osservazioni in merito a moltiplicatori, fattori stagionali e capacità interrompibile.**

In uno scenario che certamente sarà caratterizzato da un utilizzo sempre più flessibile delle infrastrutture, in particolare per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, sarà necessario compensare la variabilità e scarsa prevedibilità proprio con gli impianti alimentati a gas. Enel pertanto, in continuità con quanto rappresentato nelle precedenti consultazioni e, a maggior ragione considerando che i dati di mercato dell'ultimo anno termico dimostrano uno scarso utilizzo degli strumenti di capacità infrannuale da parte degli operatori termoelettrici, ribadisce la necessità di rendere maggiormente fruibile la capacità anche per brevi periodi, attraverso una riduzione degli attuali coefficienti moltiplicativi.

##### **S20. Osservazioni in merito al trattamento tariffario delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale.**

Si ritiene ragionevole una metodologia separata per le reti non interconnesse ed eventualmente anche ulteriormente semplificata.

#### **Parte V: Orientamenti in materia di articolazione tariffaria del servizio di misura del trasporto**

##### **S21. Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura.**

Riguardo quanto richiamato nel documento e che comunque sarà oggetto di una futura consultazione, Enel coglie l'occasione per ribadire che un eventuale trasferimento di titolarità all'RdB dell'impianto di misura dovrebbe avvenire solo su istanza del cliente finale e, qualora non venisse ceduto, eventuali adeguamenti impiantistici che si dovessero rendere necessari dovrebbero essere riconosciuti ai clienti finali che ne hanno mantenuto la titolarità; come di fatto avviene nel caso in cui sia l'RdB a procedere all'adeguamento.

#### **Parte VI: Meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi**

##### **S24. Osservazioni in merito alla gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi.**

Enel condivide la proposta di utilizzare eventuali somme relative ai fattori correttivi pregressi al fine di mitigare tutte le discontinuità regolatorie. A tal proposito si osserva che anche nel pregresso si sono registrati momenti di forte discontinuità negli anni di passaggio tra due periodi regolatori (come ad esempio tra il 2009 ed il 2010). In tal senso si auspica che vengano adottate misure che possano sanare tali singolarità.