



**OSSERVAZIONI – INTEGRAZIONI  
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE  
N. 502/2022/R/GAS**

**CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO  
DI TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE PER IL  
SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE (6PRT)**

**Orientamenti finali**

**19 dicembre 2022**

## INDICE

<b>1.</b>	<b>CONSIDERAZIONI GENERALI .....</b>	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b>ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI.....</b>	<b>9</b>
<b>3.</b>	<b>DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO .....</b>	<b>19</b>
<b>4.</b>	<b>DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO .....</b>	<b>24</b>
<b>5.</b>	<b>MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI .....</b>	<b>27</b>
<b>6.</b>	<b>COMPONENTI TARIFFARIE ADDIZIONALI .....</b>	<b>27</b>

## 1. CONSIDERAZIONI GENERALI

Il presente documento illustra le osservazioni di Snam al documento di consultazione “Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) - Orientamenti finali”, pubblicato dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) in data 18 ottobre 2022. Tali osservazioni si intendono riferite a tutte le società del Gruppo Snam che svolgono attività di trasporto.

Vengono di seguito riportate le principali considerazioni sui temi oggetto di consultazione rimandando alle successive parti del documento per le osservazioni più puntuali sui singoli spunti di consultazione.

In linea generale si ritiene che alla luce dell’elevato grado di incertezza del contesto esterno, dei profondi mutamenti indotti dalla transizione energetica, delle difficoltà di conciliare la stabilità del quadro di regolazione con la sempre più elevata volatilità delle dinamiche di mercato (vedi “*uncertainty mechanism*” previsti a tal fine dalla regolazione inglese) possa essere opportuno effettuare ulteriori riflessioni e necessari approfondimenti sul modello più adeguato da adottare per fronteggiare le nuove sfide poste in capo al sistema energetico.

Fermi restando i principi e gli obiettivi di efficientamento della spesa, miglioramento delle performance e di promozione dell’innovazione che l’Autorità si propone di perseguire e che si ritengono condivisibili si ritiene tuttavia necessario valutare la possibilità di introdurre i nuovi meccanismi di regolazione una volta che sistema economico ed energetico siano tornati in condizioni se non di completa “normalità” quantomeno di minor tensione.

### Ricavi di riferimento anno 2024 e raccordo con metodologia ROSS

In relazione al principio del c.d. *tariff decoupling*, si evidenzia la necessità di definire ex ante i ricavi riconosciuti all’impresa di trasporto in ciascun anno fatti salvi i necessari aggiornamenti per tenere conto dei costi effettivamente sostenuti e dell’applicazione dei meccanismi di incentivazione, come avviene nella regolazione vigente. I ricavi riconosciuti approvati dall’Autorità nell’anno t-1 rappresentano infatti un riferimento consolidato per gli *stakeholders* ai fini delle valutazioni sulle imprese regolate, in particolare per quanto concerne quelle quotate.

In merito ai criteri di determinazione ed aggiornamento del capitale investito riconosciuto relativamente agli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023, si condivide l'orientamento dell'Autorità di continuare a trattare il riconoscimento di tale *stock* pregresso (c.d. "*legacy*") in continuità con la metodologia attuale, fino al termine della vita utile degli asset. Si condivide altresì l'applicazione del tasso di remunerazione reale pre-tasse del capitale investito netto riconosciuto determinato e aggiornato secondo i criteri di cui al TIWACC, così come la conferma dell'incremento pari all'1% del tasso base di remunerazione per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2013 ed entro il 31 dicembre 2016, al fine di compensare il time-lag regolatorio.

In merito al livello del tasso di remunerazione riconosciuto, alla luce delle più recenti evoluzioni del contesto esterno, si ritiene necessario prevedere un incremento del parametro beta relativo al servizio di trasporto gas. In relazione alle specifiche condizioni di rischio del settore è infatti necessario considerare la particolare incertezza dei mercati energetici conseguenti all'attuale contesto geopolitico nonché le aspettative sul ruolo del gas naturale in un orizzonte temporale di lungo periodo rispetto al settore elettrico. A tali aspetti più di carattere generale legati all'evoluzione del settore gas nel suo complesso, se ne aggiungono altri più *country-specific* legati alla particolare natura dei progetti caratterizzati da rischi ambientali ed idrogeologici, oltre che alla continua antropizzazione del territorio, particolarmente rilevanti in Italia rispetto ad altre realtà europee.

Con riferimento al trattamento delle immobilizzazioni in corso si ritiene che queste debbano continuare a essere remunerate in misura pari al costo opportunità del capitale, ovvero al WACC, in continuità alla regolazione vigente, eventualmente prevedendo l'introduzione di meccanismi di incentivazione *output-based* relativamente alle date di entrata in esercizio. Inoltre, al fine di mantenere la coerenza complessiva dell'approccio ROSS, si ritiene necessario prevedere per la determinazione dei ricavi il riconoscimento della spesa dell'anno in luogo degli incrementi patrimoniali entrati in esercizio che come noto sono comprensivi di spese effettuate in anni precedenti. In subordine, nel caso in cui l'Autorità considerasse preferibile riconoscere gli incrementi patrimoniali entrati in esercizio in luogo della spesa sostenuta nell'anno, si ritiene opportuno che il riconoscimento dei lavori in corso con remunerazione decrescente in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo spending (come rappresentato al punto 6.11 del documento) sia limitato alla spesa sostenuta a partire dal primo anno del 6° periodo regolatorio (2024), riconoscendo lo stock di lavori in corso al 31 dicembre 2023 secondo gli attuali criteri tariffari.

Con riferimento al riconoscimento degli ammortamenti riferiti allo stock esistente alla data del 31 dicembre 2023, si condivide l'orientamento dell'Autorità di confermare gli attuali criteri di determinazione sulla base delle durate convenzionali per ciascuna tipologia di cespiti, adottate nel corso dell'attuale periodo di regolazione, segnalando la necessità di mantenere lo stesso trattamento anche relativamente al riconoscimento degli ammortamenti nell'approccio ROSS. Si ritiene altresì adeguata l'attuale vita utile tariffari per la categoria metanodotti fissata pari a 50 anni, in quanto in grado di riflettere correttamente la durata tecnica di un gasdotto (che non dipende dalla trasportabilità o meno di H<sub>2</sub>) oltre che risultare in linea con le *best-practice* internazionali. Si ritiene altresì opportuno valutare l'opportunità di prevedere l'applicazione di una vita utile regolatoria inferiore a quella oggi prevista per la categoria "Metanodotti" per gli allacciamenti alle FSRU realizzate ai sensi del Decreto-legge 17 maggio 2022 n. 50, al fine di favorire una maggiore sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti energetici dell'Italia.

Si ritiene inoltre condivisibile la proposta dell'Autorità di introdurre una specifica categoria di cespiti con vita utile di durata inferiore per gli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio di un metanodotto, che tuttavia dovrebbe essere prevista pari a 10 anni e comunque non superiore a 15 anni al fine di consentirne il totale recupero entro il termine della vita utile dell'asset principale. Nelle more dell'adozione di tale meccanismo da applicare ai nuovi investimenti, si richiama inoltre la necessità - già espressa in sede di risposta ad altre consultazioni - di prevedere il riconoscimento delle eventuali minusvalenze legate a cespiti non completamente ammortizzati. In ogni caso, si ritiene necessario almeno prevedere la possibilità di applicare la nuova categoria di cespiti anche agli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio di un metanodotto realizzati prima dell'entrata in esercizio delle nuove disposizioni. Tali evoluzioni si ritiene debbano trovare applicazione già con riferimento ai ricavi riferiti all'anno 2023.

In merito all'utilizzo dell'anno 2021 come anno di riferimento per la determinazione dei costi riconosciuti dell'anno 2024, si ritiene necessario prevedere la possibilità di riconoscimento di eventuali costi emergenti nell'anno 2022, in analogia a quanto disposto per l'attuale periodo di regolazione, anche in considerazione del fatto che il 2021 è stato caratterizzato dal perdurare degli effetti della pandemia Covid-19. Si ritiene, infine, che tra i ricavi di riferimento e ammessi per l'anno 2024 debbano trovare pieno riconoscimento le maggiori efficienze realizzate nel corso del 5° periodo regolatorio (valutate rispetto all'anno di riferimento), in applicazione del meccanismo di *profit sharing* previsto dalla regolazione vigente.

Si ritiene necessario che nella transizione verso il nuovo approccio di regolazione ROSS vengano identificati in modo chiaro e con adeguato anticipo gli *output* - nonché le relative modalità di calcolo - sulla base dei quali saranno valutati gli incentivi, in modo che gli operatori possano individuare e programmare adeguatamente gli interventi da realizzare nel corso del periodo di regolazione per il conseguimento di tali *output*, a beneficio del sistema. In tale ambito, si ritiene necessario prevedere opportuni meccanismi di incentivazione *output-based* che siano in grado di valorizzare gli interventi di “*debottlenecking*” delle infrastrutture di trasporto e/o di realizzazione di nuove capacità di importazione, da rendere disponibili quanto prima - alla luce del nuovo contesto - per garantire la sicurezza e flessibilità degli approvvigionamenti del sistema italiano. Nelle more dell'adozione di specifiche modalità di incentivazione di tali interventi, si ritiene opportuno prorogare almeno per l'anno 2023 il meccanismo *output-based* in vigore e che prevede una maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto pari all'1,5% per 10 anni in caso di analisi costi benefici con rapporto B/C superiore a 1,5.

In merito al trattamento dei costi riferiti alle quote ETS si condivide la proposta di confermare il trattamento in vigore nel 5 PRT, nonché di regolare in forma monetaria con la CSEA già nell'anno  $t+1$  la differenza tra i ricavi effettivi derivanti dall'applicazione del corrispettivo pro-forma  $CV_{ETS}$  e i costi effettivamente riconosciuti. Ad integrazione di tale meccanismo, si ritiene possa essere valutata l'opportunità di introdurre un incentivo per l'impresa di trasporto nel caso in cui il costo sostenuto per l'acquisto delle quote ETS risulti inferiore rispetto al costo medio di mercato rilevato a consuntivo dal MITE. Si ritiene altresì percorribile la proposta di prevedere che - in analogia a quanto previsto nel RIIO-2 inglese - nell'ambito del *business plan* predisposto all'inizio del periodo di regolazione le imprese presentino un *Environmental Action Plan* (EAP), che individui gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>/metano/altri inquinanti e le relative azioni/interventi, cui associare un meccanismo di incentivazione correlato al raggiungimento di specifici *output*.

In merito alle modalità applicative di riconoscimento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato, si condividono le proposte di semplificazione avanzate dall'Autorità. Non si ritengono al contrario condivisibili gli orientamenti prospettati né in relazione all'introduzione di un meccanismo di incentivazione alla riduzione delle perdite di rete analogo a quello previsto per il GNC (tenuto conto delle importanti efficienze ottenute nell'attuale periodo e del totale trasferimento al sistema dei benefici finora conseguiti già a partire dal prossimo periodo di regolazione in base ai nuovi fattori emissivi prospettati dall'Autorità) né la proposta di aumentare l'onere unitario previsto nell'ambito del meccanismo di incentivazione sul GNC dimensionando tale valore non

sulla remunerazione riconosciuta per l'attività di misura ma bensì sui costi operativi per lo svolgimento di tale attività (tale valore infatti potrebbe non consentire all'impresa di coprire i costi necessari all'erogazione del servizio). Gli eventuali miglioramenti che si auspica potranno esserci in esito al riassetto dell'attività di misura dipenderanno in larga parte dall'effettiva disponibilità dei clienti finali a cedere il proprio impianto all'impresa di trasporto, cessioni che potranno avvenire nei prossimi anni producendo eventuali impatti positivi presumibilmente successivamente al termine del 6PRT.

#### Corrispettivi per il servizio di trasporto

Si ritengono condivisibili gli orientamenti dell'Autorità di voler confermare anche per il 6PRT l'attuale suddivisione ai fini tariffari fra servizi di trasporto e servizi non di trasporto, l'attuale struttura della tariffa articolata in corrispettivi di *capacity* ( $CP_e$  e  $CP_u$ ) e corrispettivi di *commodity* ( $CV_U$  e  $CV_{FC}$ ), nonché la ripartizione capacity-commodity per il recupero dei costi di capitale e operativi che andrebbe perseguita anche nell'ambito della regolazione ROSS attraverso un'appropriata definizione del c.d. *capitalization rate* per la ripartizione della spesa totale in "*slow money*" e "*fast money*".

Relativamente alle modalità di determinazione dei corrispettivi di *commodity* si ritiene opportuno ribadire come si ritenga più appropriato fare riferimento ai quantitativi di gas naturale misurati ai punti di riconsegna in luogo di quelli allocati agli utenti, in quanto consentirebbe una più corretta allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto erogato, il cui riferimento è il gas effettivamente transitato attraverso i punti di riconsegna.

Si ritiene condivisibile la proposta di confermare l'adozione della metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance*, CWD) attualmente in vigore.

Anche alla luce del nuovo contesto e delle conseguenti evoluzioni nei flussi di importazione ed esportazione, si segnala la necessità di prevedere la definizione di corrispettivi specifici per la capacità interrompibile nei punti uscita interconnessi con l'estero, nonché la possibilità di una loro applicazione anche nei punti di entrata da impianti di biometano e da produzioni nazionali.

In merito ai criteri di riconoscimento dei costi associati al collegamento virtuale tra la Regione Sardegna e il Continente, ci si riserva di fornire osservazioni nell'ambito dell'apposito procedimento che verrà avviato dall'Autorità, ferma restando la necessità che tali criteri prevedano il riconoscimento di tutti i costi di capitale e operativi sostenuti dall'impresa di trasporto nell'assicurare tale interconnessione. In relazione trattamento

tariffario dei costi relativi agli interventi da ricomprendere nella rete nazionale, gli orientamenti prospettati dall'Autorità si ritengono in linea di principio condivisibili.

In merito al trattamento prospettato per i city gate(s) si ribadisce come sia preferibile prevedere il mantenimento di conferimenti su base annuale, oggi in vigore, in quanto in grado di meglio riflettere la natura fissa del costo sottostante nonché di ridurre le possibili necessità di conguaglio derivanti dalla modulazione di conferimenti. Fermo restando quanto sopra, ove venissero confermati gli orientamenti dell'Autorità, si evidenzia la necessità che il meccanismo di allocazione della capacità di trasporto nel suo complesso, ivi incluse le modalità di recupero dei costi di trasporto, assicuri alle imprese la completa copertura dei ricavi riconosciuti evitando qualsiasi esposizione di natura economica e finanziaria, al fine di salvaguardare la stabilità dei flussi di cassa. La proposta delineata nell'ambito della presente consultazione ossia di introdurre conferimenti di capacità su base giornaliera, anche di tipo implicito, ai quali applicare uno specifico moltiplicatore, si ritiene preferibile in quanto maggiormente aderente alle disposizioni tariffarie previste dal Codice Europeo TAR NC (con particolare riferimento all'articolo 4, comma 3). Si segnala infine come l'applicazione degli orientamenti prospettati nel DCO renda necessaria un'integrazione alle attuali modalità di determinazione della garanzia richiesta dalle imprese di trasporto agli Utenti del servizio, considerata l'impossibilità di stimare ex-ante la quota di capacità giornaliera oggetto di garanzia, anche in considerazione del sensibile aumento, negli ultimi anni, dell'ammontare delle componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto, per le quali non sono previsti dalla regolazione vigente specifici strumenti di garanzia finanziaria.

In relazione alla copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto (di cui al punto 12.1 del DCO) si ritiene che i costi emergenti relativi al processo di riassetto avviato con deliberazione n. 512/2021/R/Gas debbano essere riconosciuti sulla base delle migliori stime dell'impresa di trasporto per l'anno a cui si riferiscono i ricavi, superando il *time-lag* di due anni previsto dall'attuale regolazione, in quanto un riconoscimento differito di tali costi (che potrebbero risultare di rilevante entità al fine di garantire l'ottemperanza alle nuove disposizioni definite dall'Autorità) potrebbe comportare un significativo impatto finanziario per gli operatori di trasporto.

Relativamente alle modalità di definizione e aggiornamento del corrispettivo di misura, come già indicato nella risposta al DCO 213/22/R/gas, si ritiene possa essere più opportuno prevedere l'applicazione di un corrispettivo fisso espresso in €/anno/PdR differenziato in più classi, eventualmente da valutare in relazione alle dimensioni impiantistiche riscontrabili nella normativa di riferimento per la progettazione e



realizzazione degli impianti di misura. Un siffatto corrispettivo sarebbe peraltro coerente con le previsioni del TAR NC che identificano il servizio di misura come "servizio non di trasporto" il cui costo non deve essere necessariamente recuperato attraverso corrispettivi capacitivi. Al contrario, l'applicazione di un corrispettivo  $CM^{CF}$  esclusivamente capacitivo determinerebbe costi annui per gli utenti molto diversi tra loro per impianti della medesima taglia, in virtù della capacità effettivamente conferita, in contrasto con il principio di *cost reflectivity*. Inoltre, l'applicazione di un tale corrispettivo incentiverebbe la cessione di impianti con limitata capacità conferita, considerata la forte convenienza economica, e ostacolerebbe la cessione di impianti con elevata capacità conferita, costituendo di fatto una barriera ad avvalersi della facoltà di cessione nel caso in cui i titolari degli impianti non fossero interessati a svolgere l'attività di misura nel nuovo assetto.

## 2. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI

### **S1.** Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.

Una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni rappresenta una prassi ormai consolidata nel sistema italiano e si ritiene pertanto condivisibile.

Nell'ambito della transizione verso la regolazione ROSS-integrale, si ritiene tuttavia opportuno effettuare ulteriori approfondimenti - oltre che con riferimento alla sincronizzazione con la durata della regolazione del tasso di remunerazione riconosciuto - anche in relazione alle decisioni che saranno intraprese in merito all'orizzonte temporale dei *business plan* degli operatori.

### **S2.** Osservazioni in merito al raccordo con i criteri ROSS.

Con riferimento ai meccanismi di raccordo tra l'attuale regolazione tariffaria e la metodologia ROSS si osserva quanto segue.

In relazione al principio del c.d. *tariff decoupling*, si evidenzia la necessità di definire ex-ante i ricavi riconosciuti all'impresa di trasporto in ciascun anno fatti salvi i necessari aggiornamenti per tenere conto dei costi effettivamente sostenuti e dell'applicazione dei meccanismi di incentivazione, come avviene nella regolazione vigente. I ricavi riconosciuti approvati dall'Autorità nell'anno t-1 rappresentano infatti un riferimento consolidato per gli *stakeholders* ai fini delle valutazioni sulle imprese regolate, in particolare per quanto concerne quelle quotate.

In relazione a quanto sopra, in merito alla determinazione dei ricavi tariffari di competenza dell'anno 2024 - primo anno del nuovo periodo e raccordo tra le vecchie e nuove logiche, in particolare:

- si condivide che i ricavi di riferimento dell'anno 2024 siano determinati utilizzando logiche e criteri in continuità con quelli ad oggi applicati. Per garantire tale effetto si evidenzia la necessità di prevedere che il capitale esistente alla data di *cut-off* (i.e.

31 dicembre 2023) venga restituito in piena continuità con i criteri oggi vigenti (ossia in applicazione dell'opzione CO.A del DCO n. 317/2022/R/Gas).

- non si condivide al contrario la modalità di remunerazione prospettata per la remunerazione dei lavori in corso, per le motivazioni riportate in risposta al successivo punto di consultazione S3.
- si condivide solo parzialmente la modalità di determinazione dei costi operativi di riferimento. Si ritiene infatti che nei ricavi di riferimento per l'anno 2024 debbano essere necessariamente considerati i costi effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto (integrati da eventuali costi aggiuntivi che dovessero sorgere fra il 2021 e 2022, al fine di permettere il mantenimento del lag di 2 anni tipicamente previsto dalla metodologia del *price-cap*) e il pieno riconoscimento dello sharing delle maggiori/minori efficienze realizzate nel corso del 5PRT come meglio dettagliato in risposta al successivo punto di consultazione S4.

Si rimanda alla risposta al documento di consultazione n. 655/2022/R/Gas (pubblicato in data 9 dicembre 2022), in corso di elaborazione, per le ulteriori considerazioni sulle modalità di determinazione del ricavo ammesso e raccordo con la metodologia ROSS. Tuttavia, si ritiene in questa sede di dover esprimere particolare preoccupazione in merito alle tempistiche ed al processo di adozione dei relativi provvedimenti, che prevedono una ulteriore consultazione per l'attività di trasporto gas successivamente all'adozione dei criteri di regolazione ROSS-base (con delibera ROSS-base prevista a inizio 2023 e delibera 6PRT da adottare entro marzo 2023 per i vincoli previsti dal TAR NC).

**S3.** *Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale per la determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti per le tariffe 2024.*

In relazione ai criteri di determinazione del costo del capitale, si richiama quanto indicato in precedenza circa la necessità di prevedere che i ricavi di riferimento riconosciuti per le tariffe 2024 siano definiti ex-ante non si discostino dai ricavi ammessi rideterminati ex post sulla base dei costi consuntivi. In tale ambito si segnala la necessità di prevedere che i criteri applicati per i ricavi di riferimento trovino continuità di applicazione anche nell'ambito della futura regolazione ROSS-base.

Relativamente ai criteri di determinazione ed aggiornamento del capitale investito riconosciuto relativamente agli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023, si condivide l'orientamento dell'Autorità di continuare a trattare il riconoscimento di tale *stock*

pregresso (c.d. “*legacy*”) in continuità con la metodologia attuale, fino al termine della vita utile degli asset.

Si condivide altresì l'applicazione del tasso di remunerazione reale pre-tasse del capitale investito netto riconosciuto determinato e aggiornato secondo i criteri di cui al TIWACC, così come la conferma dell'incremento pari all'1% del tasso base di remunerazione per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2013 ed entro il 31 dicembre 2016, al fine di compensare il time-lag regolatorio.

Con riferimento al trattamento delle immobilizzazioni in corso, pur comprendendo le finalità dell'Autorità volte ad incentivare la messa in esercizio degli investimenti, in linea di principio si ritiene che tali immobilizzazioni debbano essere remunerate in misura pari al costo opportunità del capitale, ovvero al WACC, in analogia alle immobilizzazioni già in esercizio. Si ritiene, infatti, che le modalità di riconoscimento della quota di ammortamento forniscano un significativo stimolo alla messa in esercizio delle opere nel minor tempo possibile. Tale meccanismo si ritiene necessario venga applicato al valore dei lavori in corso cumulati al termine del periodo di applicazione degli attuali criteri di regolazione.

A partire dagli investimenti che saranno sostenuti a partire dal nuovo periodo di regolazione, al fine di mantenere la coerenza complessiva dell'approccio basato sul riconoscimento della spesa totale, si ritiene necessario prevedere per la determinazione dei ricavi il riconoscimento della spesa dell'anno in luogo degli incrementi patrimoniali entrati in esercizio che come noto sono comprensivi di spese effettuate in anni precedenti. In subordine, nel caso in cui l'Autorità considerasse preferibile riconoscere gli incrementi patrimoniali entrati in esercizio in luogo della spesa sostenuta nell'anno, si ritiene opportuno che il riconoscimento dei lavori in corso con remunerazione decrescente in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo spending (come rappresentato al punto 6.11 del documento) sia limitato alla spesa sostenuta a partire dal primo anno del 6° periodo regolatorio (2024), riconoscendo lo stock di lavori in corso al 31 dicembre 2023 secondo gli attuali criteri tariffari.

Si accoglie inoltre favorevolmente la proposta dell'Autorità di prevedere la possibilità di presentare istanze di riconoscimento relative a dismissioni di lavori in corso.

Con riferimento al riconoscimento degli ammortamenti per gli incrementi patrimoniali riferiti allo stock esistente alla data del 31 dicembre 2023, si condivide l'orientamento dell'Autorità di confermare gli attuali criteri di determinazione sulla base delle durate convenzionali per ciascuna tipologia di cespiti, adottate nel corso dell'attuale periodo di regolazione. Anche relativamente al riconoscimento degli ammortamenti nell'approccio

ROSS, si ritiene opportuno mantenere un ammortamento dei cespiti basato su vite utili regolatorie differenziate per classe, che consentirebbe di mantenere una maggiore coerenza fra valori contabili e valori riconosciuti a fini regolatori, nonché di semplificare il trattamento di dismissioni anticipate rispetto al completo ammortamento dell'asset.

In merito all'opportunità di valutare un allungamento della vita utile regolatoria del cespite metanodotti limitatamente ai metanodotti che hanno caratteristiche tecniche tali da consentirne l'impiego per il trasporto di idrogeno (c.d. "H2 ready"), si ritiene adeguata l'attuale vita utile pari a 50 anni, in quanto in grado di riflettere correttamente la durata tecnica di un gasdotto (che non dipende dalla trasportabilità o meno di H2) oltre che risultare in linea con le *best-practice* internazionali.

In merito all'adozione di un cespite a vita utile ridotta per gli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio di un metanodotto, si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità di introdurre una specifica categoria di cespiti con vita utile più breve che tuttavia dovrebbe essere prevista indicativamente pari a 10 anni e comunque non superiore a 15 anni al fine di consentirne il totale recupero entro il termine della vita utile dell'asset principale. Nelle more dell'adozione di tale meccanismo da applicare ai nuovi investimenti, si richiama inoltre la necessità - già espressa in sede di risposta ad altre consultazioni - di prevedere il riconoscimento delle eventuali minusvalenze legate a cespiti non completamente ammortizzati, realizzati per consentire un allungamento del periodo di esercizio dell'opera rispetto alla vita regolatoria ed afferenti ad infrastrutture oggetto di dismissione già pienamente ammortizzate. In ogni caso, si ritiene necessario almeno prevedere la possibilità di applicare la nuova categoria di cespiti anche agli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio di un metanodotto realizzati prima dell'entrata in esercizio delle nuove disposizioni. Tali evoluzioni si ritiene debbano trovare applicazione già con riferimento ai ricavi riferiti all'anno 2023.

Si ritiene altresì opportuno valutare l'opportunità di prevedere l'applicazione di una vita utile regolatoria inferiore a quella oggi prevista per la categoria "Metanodotti" per gli allacciamenti alle FSRU realizzate ai sensi del Decreto-legge 17 maggio 2022 n. 50, al fine di favorire una maggiore sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti energetici dell'Italia.

In relazione al trattamento dei contributi pubblici e/o privati in conto capitale, si ritiene opportuno considerare un ulteriore potenziamento dei meccanismi di incentivazione al loro ottenimento prevedendo l'estensione del trattamento oggi in essere per quelli riferiti al programma *Connecting Europe Facility* anche ad altre forme di finanziamento che

dovessero essere ottenute a livello europeo<sup>1</sup> e/o nazionale (i.e. integrazione dei ricavi riconosciuti ai fini tariffari *una tantum*, pari al 10% del contributo percepito, senza limiti rispetto al valore totale dell'investimento relativo all'intervento oggetto di contributo).

**S4.** Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi operativi per la determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024.

In linea generale si ritiene condivisibile l'orientamento espresso relativamente ai criteri di determinazione dei costi operativi per la determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024 - in sostanziale continuità con i criteri di regolazione vigenti. Anche in tale ambito, per le stesse motivazioni espresse in precedenza, si assume che i criteri applicati per la determinazione dei ricavi di riferimento possano trovare continuità di applicazione anche nell'ambito della futura regolazione ROSS-base.

Con specifico riferimento agli orientamenti prospettati, si osserva quanto segue.

In merito all'utilizzo dell'anno 2021 come anno di riferimento per la determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024 si ritiene opportuno prevedere la possibilità di considerare eventuali costi emergenti nell'anno 2022 (anche se non ancora definitivamente consuntivati) anche in considerazione del fatto che il 2021 è stato caratterizzato dal perdurare degli effetti della pandemia Covid-19.

In relazione al confronto ex post tra *baseline* della spesa e spesa effettiva relativa all'anno 2024 si condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere che ai fini della determinazione del ricavo ammesso si tenga conto di eventuali costi emergenti, non prevedibili al momento della definizione della *baseline* o derivanti da situazioni di natura straordinaria.

Si ritiene, infine, che tra i ricavi di riferimento e ammessi per l'anno 2024 debbano trovare pieno riconoscimento le maggiori efficienze realizzate nel corso del 5° periodo regolatorio (valutate rispetto all'anno di riferimento), in applicazione del meccanismo di *profit sharing* previsto dalla regolazione vigente. Il *profit sharing* delle efficienze generate dovrebbe essere mantenuto anche nei ricavi riconosciuti degli anni del nuovo periodo di regolazione successivi al primo, in quanto riferita a benefici derivanti dalle azioni intraprese nel precedente periodo di regolazione.

---

<sup>1</sup> E.g. RePowerEU, Horizon, PNRR etc.

**S5.** Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione ed efficientamento della rete di trasporto.

Si prende atto dell'orientamento dell'Autorità di prevedere un superamento dei criteri di incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di tipo *input based* applicati agli interventi realizzati a partire dal secondo periodo di regolazione per adottare criteri maggiormente orientati alla valutazione degli *output* generati per il sistema dagli interventi realizzati.

Fatta salva, come peraltro indicato dalla stessa Autorità, la garanzia di riconoscimento della remunerazione addizionale per gli investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione, si ritiene necessario che nella transizione verso il nuovo approccio vengano identificati in modo chiaro e con adeguato anticipo gli *output* - nonché le relative modalità di calcolo - sulla base dei quali saranno valutati gli incentivi, in modo che gli operatori possano individuare e programmare adeguatamente gli interventi da realizzare nel corso del periodo di regolazione per il conseguimento di tali *output*, a beneficio del sistema. In tale ambito, si ritiene necessario prevedere opportuni meccanismi di incentivazione *output-based* che siano in grado di valorizzare gli interventi di “*debottlenecking*” delle infrastrutture di trasporto e/o di realizzazione di nuove capacità di importazione, da rendere disponibili quanto prima - alla luce del nuovo contesto - per garantire la sicurezza e flessibilità degli approvvigionamenti del sistema italiano. Nelle more dell'adozione di specifiche modalità di incentivazione di tali interventi, si ritiene opportuno prorogare il meccanismo *output-based* in vigore nell'attuale periodo di regolazione e che prevede una maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto pari all'1,5% per 10 anni in caso di analisi costi benefici con rapporto B/C superiore a 1,5.

Analogamente, con riferimento al mantenimento in esercizio di asset completamente ammortizzati, tenuto conto della predisposizione della Metodologia Asset Health di cui alla deliberazione n. 195/2022/R/Gas (trasmessa all'Autorità in data 10 dicembre 2022 con ns. comunicazione Prot. COMREG/388), si ritiene opportuna l'introduzione del relativo meccanismo di incentivazione già a partire dall'anno 2023, anche in considerazione dei benefici già trasferiti finora al sistema da parte dell'impresa di trasporto grazie al mantenimento in esercizio di infrastrutture oltre le vite utili riconosciute ai fini tariffari.

**S6.** Osservazioni in merito al trattamento dei costi relativi al sistema di Emission Trading e alla previsione di un Piano di sostenibilità ambientale.

In termini generali, si condivide l'orientamento dell'Autorità volto a confermare nella sostanza il meccanismo di trattamento dei costi riferiti alle quote ETS attualmente in vigore nel 5 PRT.

In tale ambito, si ritiene condivisibile la proposta di regolare in forma monetaria con la CSEA già nell'anno  $t+1$  la differenza tra i ricavi effettivi derivanti dall'applicazione del corrispettivo pro-forma  $CV_{ETS}$  e i costi effettivamente riconosciuti (rideterminati per tenere conto del gas effettivamente utilizzato per il funzionamento delle centrali di compressione), anche al fine di aumentare la stabilità dei corrispettivi negli anni.

Ad integrazione di tale meccanismo, si ritiene possa essere valutata l'opportunità di introdurre un incentivo per l'impresa di trasporto nel caso in cui il costo sostenuto per l'acquisto delle quote ETS risulti inferiore rispetto al costo medio di mercato rilevato a consuntivo dal MITE. In particolare, si propone un meccanismo di "*sharing*" che consenta all'impresa di trasporto di beneficiare del 50% degli eventuali risparmi conseguiti in caso di acquisto delle quote ETS ad un prezzo effettivo inferiore rispetto al costo medio di mercato restituendo il restante 50% al sistema. Infatti, fermo restando il principio per cui l'impresa di trasporto non debba risultare esposta ad un rischio prezzo in relazione all'acquisto delle quote di ETS (in quanto si tratta di attività non peculiari di una impresa di trasporto), qualunque azione volta a favorire un acquisto a prezzi inferiori alla media di mercato andrebbe incentivata in quanto in grado di generare benefici per il sistema gas e in ultima analisi per i consumatori finali (qualora invece il costo sostenuto per l'acquisto delle quote ETS risultasse superiore rispetto al costo medio di mercato verrebbe mantenuto il pieno riconoscimento del costo attualmente in essere nel 5PRT).

Si ritiene altresì percorribile la proposta di prevedere che - in analogia a quanto previsto nel RIIO-2 inglese - nell'ambito del *business plan* predisposto all'inizio del periodo di regolazione le imprese presentino un *Environmental Action Plan* (EAP), che individui gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>/metano/altri inquinanti e le relative azioni/interventi, cui associare un meccanismo di incentivazione correlato al raggiungimento di specifici *output*.



**S7.** Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.

In merito alle modalità applicative di riconoscimento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato, si condividono le proposte di semplificazione avanzate dall'Autorità, in quanto consentirebbero di ridurre in modo significativo la complessa interazione fra meccanismi di conguaglio delle quantità (definiti nell'ambito della Regolazione Tariffaria del Trasporto Gas - RTTG) e quelli riferiti al conguaglio del prezzo (definiti nel Testo Integrato del Bilanciamento - TIB), riducendo altresì anche il numero di scambi di informazioni e flussi di ricavi con la Cassa Conguaglio per i Servizi Energetici ed Ambientali (CSEA).

In particolare, si ritiene condivisibile la proposta di superare il meccanismo di conguaglio dei quantitativi di gas per autoconsumi effettuato in base all'attuale regolazione nell'ambito della presentazione della Proposta Tariffaria dell'anno  $t+2$ , in favore del meccanismo di sterilizzazione del prezzo di cui al TIB opportunamente modificato come proposto ai punti 9.14 e seguenti del documento di consultazione, prevedendo in particolare il versamento mensile alla CSEA del gettito derivante dalla fatturazione del corrispettivo pro-forma  $CV_{APG}$  e l'applicazione dei meccanismi di neutralità opportunamente modificati per disporre che il conguaglio copra il prezzo di acquisto con riferimento a tutte le risorse approvvigionate.

Non si ritiene al contrario opportuno introdurre un meccanismo analogo a quello previsto per il GNC al fine di incentivare la riduzione delle perdite di rete, come invece prospettato al punto 9.21 del documento di consultazione. Infatti, si ritiene che il trattamento previsto nell'attuale periodo regolatorio - che consente all'impresa di trasporto di trattenere nella loro interezza eventuali *outperformance* rispetto ai fattori di emissione efficienti stabiliti dall'Autorità - si sia rivelato estremamente efficace rispetto all'obiettivo, con conseguenti benefici ambientali, come dimostrato dalla riduzione delle perdite effettive emerso nell'ambito della richiesta di informazioni per il 6PRT. Considerato l'orientamento dell'Autorità (indicato punto 9.9 del documento di consultazione) di voler procedere ad un allineamento dei valori delle perdite riconosciute ai fini regolatori con quelli riscontrabili in base alle evidenze più recenti, la partecipazione dell'impresa ai benefici generati risulterebbe estremamente ridotta, tenuto conto anche del totale trasferimento al sistema dei benefici finora conseguiti già a partire dal prossimo periodo di regolazione. Tale impostazione risulterebbe antitetica al *commitment* dimostrato dall'impresa maggiore nella

riduzione delle perdite di rete per raggiungere gli obiettivi ambientali definiti a livello nazionale ed europeo.

Si segnala inoltre come perdite di rete e GNC siano due parametri tra loro non interdipendenti e diversi sia in termini di natura che di impatto sul sistema. Infatti, mentre l'impatto prevalente prodotto dalle perdite fisiche risulta essere di tipo ambientale (e solo in seconda misura di natura economica in relazione al valore del gas andato perso) il GNC produce esclusivamente un impatto di natura contabile. Va altresì considerato come l'impresa di trasporto non disponga di leve analoghe per limitare perdite di rete e GNC.

In relazione al meccanismo di incentivazione al contenimento del GNC non si condivide la proposta di aumentare l'onere unitario dagli attuali 3,33 €/MWh ai 6,95 €/MWh proposti, come ipotizzato ai punti 9.24 e seguenti, dimensionando tale valore non sulla remunerazione riconosciuta per l'attività di misura ma bensì sui costi operativi per lo svolgimento di tale attività. Una tale impostazione non consentirebbe all'impresa di trasporto la copertura dei costi necessari all'erogazione del servizio, portando ad un suo potenziale fallimento se fosse una impresa esclusivamente dedicata a erogare tale servizio.

Si segnala inoltre come gli eventuali miglioramenti che si auspica potranno esserci in esito al riassetto dell'attività di misura dipendano in larga parte dall'effettiva disponibilità dei clienti finali a cedere il proprio impianto all'impresa di trasporto, cessioni che potranno avvenire nel corso dei prossimi anni producendo eventuali impatti positivi sul livello del GNC presumibilmente successivamente al termine del 6PRT.

Si condivide infine la proposta prevedere anche per il 6PRT di limitare il c.d. "rischio volume" alla sola quota del corrispettivo variabile  $CV_U$  a copertura dei costi operativi, sterilizzando la quota a copertura dei costi energetici dall'aleatorietà del prezzo del gas e dei volumi di gas trasportati in base ai fabbisogni del mercato, come peraltro previsto per gli anni 2022 e 2023 dalla Deliberazione n. 233/2022/R/gas. A tal riguardo, si ritiene che per le medesime ragioni anche i costi relativi al meccanismo di Emission Trading (ETS) debbano essere trattati analogamente ai costi energetici e pertanto essere esclusi dalla quota del corrispettivo variabile soggetta al "rischio volume".

<b>S8.</b> Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.
---

Si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di confermare le modalità di copertura dei costi relativi al servizio di bilanciamento operativo oggi in vigore anche per il 6PRT.

**S9.** *Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese.*

In linea generale si condivide l'orientamento dell'Autorità di voler confermare le disposizioni previste dalla regolazione vigente per le imprese di trasporto che avviano l'attività nel corso del periodo di regolazione.

Nell'ambito dei criteri di riconoscimento dei ricavi, si ritiene possa inoltre essere valutata l'opportunità - in analogia con quanto indicato per i costi operativi – di considerare anche per i costi di capitale un riconoscimento sulla base della spesa prevista dell'anno cui si riferiscono i ricavi regolati, anche in considerazione della evoluzione della regolazione verso meccanismi di riconoscimento della spesa totale.

Indipendentemente da quanto sopra, si ritiene tuttavia che possa essere opportuno escludere tali imprese dall'applicazione della regolazione ROSS per uno o più periodi, quantomeno fino al completamento delle attività di avviamento del servizio e/o di forte sviluppo infrastrutturale, che potrebbero rendere meno appropriata l'applicazione delle nuove logiche di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio.

### 3. DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

**S10.** Osservazioni in merito all'identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari.

Si ritiene condivisibile l'orientamento indicato dall'Autorità di confermare l'attuale suddivisione ai fini tariffari fra servizi di trasporto e servizi non di trasporto, in quanto determinata coerentemente con i criteri previsti dal TAR NC.

Con riferimento a eventuali ricavi derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura gas per finalità ulteriori rispetto al servizio gas - come già indicato in risposta alla precedente consultazione - si ritiene opportuno prevedere nell'ambito della regolazione tariffaria che tali eventuali ricavi addizionali possano essere oggetto di simmetrica ripartizione tra gestore del sistema di trasporto e i clienti finali, in analogia a quanto già previsto dall'attuale regolazione del settore elettrico. Ciò al fine di incentivare una ottimizzazione nell'utilizzo delle infrastrutture regolate e trasferire ai clienti finali potenziali benefici collegati a "economie di scopo" conseguite dal sistema per effetto dell'utilizzo congiunto di infrastrutture funzionali all'offerta di servizi in settori differenti, preservando al contempo l'incentivo del gestore del sistema di trasporto a svolgere tali attività potendone trattenere quota parte del relativo beneficio. La restituzione al sistema potrebbe avvenire attraverso il fattore correttivo dei ricavi o l'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.

**S11.** Osservazioni in merito alla struttura della tariffa per il servizio di trasporto.

Si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità di mantenere inalterata l'attuale struttura della tariffa per il servizio di trasporto, articolata in corrispettivi di *capacity* ( $CP_e$  e  $CP_u$ ) e corrispettivi di *commodity* ( $CV_U$  e  $CV_{FC}$ ).

Con riferimento ai volumi utilizzati ai fini del calcolo e della fatturazione dei corrispettivi *commodity* da esprimere in metri cubi standard con contenuto energetico pari a 38,1 MJ/Sm<sup>3</sup> in luogo dei metri cubi fisici, si valuta favorevolmente l'orientamento dell'Autorità di considerare una possibile adozione di unità di riferimento per i corrispettivi tariffari che presuppongano la misurazione del contenuto energetico del gas, anche in seguito al riassetto dell'attività di misura sui punti di entrata e di uscita della rete di trasporto.

**S12.** Osservazioni in merito alla ripartizione capacity - commodity e al perimetro di applicazione dei corrispettivi variabili.

Relativamente alla modalità di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione *capacity* – *commodity*), si condivide la proposta di confermare l'attuale impostazione che prevede di recuperare tramite corrispettivi di capacità le quote di ricavo a copertura della remunerazione del capitale investito, inclusi gli eventuali incentivi, degli ammortamenti economico-tecnici e dei costi sostenuti per il servizio di bilanciamento operativo del sistema, e tramite corrispettivi di *commodity* le quote di ricavo a copertura dei costi operativi riconosciuti, dei costi relativi al sistema di *Emission Trading* e dei costi per l'approvvigionamento dei quantitativi a copertura di autoconsumi, perdite e GNC.

Si ritiene che tale impostazione vada inoltre perseguita anche nell'ambito della regolazione ROSS attraverso un'appropriata definizione del c.d. *capitalization rate* per la ripartizione della spesa totale in "*slow money*" e "*fast money*" rispetto ai quali determinare in futuro le quote di ricavo da recuperare rispettivamente attraverso corrispettivi tariffari di capacità e di *commodity*.

Si condivide altresì la previsione di utilizzare i quantitativi di gas naturale prelevati dalla rete nei punti di uscita come driver per dimensionare i corrispettivi  $CV_U$  e  $CV_{FC}$  (prevedendo per quest'ultimo l'esclusione dei volumi prelevati nei punti di uscita interconnessi con l'estero).

Relativamente alle modalità di determinazione dei corrispettivi di *commodity* si ritiene opportuno ribadire come si ritenga più appropriato prevedere che il volume utilizzato per il calcolo debba fare riferimento ai quantitativi di gas naturale misurati ai punti di riconsegna in luogo di quelli allocati agli utenti, in quanto consentirebbe una più corretta allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto erogato, il cui riferimento è il gas effettivamente transitato attraverso i punti di riconsegna. Coerentemente, dovrebbe essere previsto un meccanismo di conguaglio, simile a quello approvato con Delibera 233/2022/R/gas per gli anni 2020 e 2021, che consenta all'impresa di trasporto di recuperare il differenziale fra volumi allocati agli utenti e volumi misurati. Tale conguaglio potrebbe essere regolato insieme ai fattori correttivi nell'anno  $t+1$ .

Con particolare riferimento al corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi  $CV_{FC}$  si condivide l'intenzione dell'Autorità di confermare la sua applicazione al fine di un recupero delle somme dell'anno  $t-2$  relative al fattore correttivo dei ricavi di capacità e di

*commodity*, al conguaglio delle partite relative al GNC e delle partite relative alle perdite fisiche (in coerenza con le modifiche proposte nel documento di consultazione relativamente al trattamento di perdite, autoconsumi e GNC).

**S13.** Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento.

Si ritiene altresì condivisibile la proposta di confermare anche per il 6PRT l'adozione della metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance*, CWD) come descritta all'articolo 8 del Codice TAR, secondo i criteri e le modalità di calcolo oggi in vigore, utilizzando come *driver* di costo della capacità la capacità prevista in conferimento nell'anno tariffario stimata dall'impresa di trasporto e approvata dall'Autorità, e come *driver* di costo della distanza:

- per la rete nazionale, la lunghezza fisica dei metanodotti che collegano, secondo il percorso più breve, un punto di entrata e un punto di uscita e
- per la rete regionale, la distanza media dalla rete nazionale dei punti di riconsegna sottesi ad un'area di uscita, ponderata per le capacità previste in conferimento nei medesimi punti di riconsegna.

Relativamente all'applicazione di sconti tariffari sui corrispettivi di trasporto, si ritiene in linea generale che tali strumenti debbano essere utilizzati preservando la corretta allocazione dei costi tra utenti, salvaguardando per quanto possibile la *cost-reflectivity* delle tariffe. Fermo restando quanto detto, si segnala che sarebbe opportuno prevedere sconti tariffari su corrispettivi di trasporto che possano favorire l'utilizzo delle infrastrutture di importazione e di stoccaggio del gas naturale, al fine di incrementare la sicurezza di approvvigionamento anche attraverso la competitività dei nuovi terminali di rigassificazione.

Per quanto concerne la determinazione del corrispettivo da applicare al futuro punto di uscita della rete italiana a Gela in corrispondenza del metanodotto di interconnessione con Malta, si condivide l'opportunità di valutare l'applicazione di uno sconto, in virtù della specificità del caso in esame.

Infine, anche alla luce del nuovo contesto e delle conseguenti evoluzioni nei flussi di importazione ed esportazione, si segnala la necessità di prevedere la definizione di corrispettivi specifici per la capacità interrompibile nei punti uscita interconnessi con l'estero, nonché la possibilità di una loro applicazione anche nei punti di entrata da impianti di biometano e da produzioni nazionali.

**S14.** Osservazioni in merito al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.

In merito ai criteri di riconoscimento dei costi associati al collegamento virtuale tra la Regione Sardegna e il Continente, ci si riserva di fornire osservazioni nell'ambito dell'apposito procedimento che verrà avviato dall'Autorità, ferma restando la necessità che tali criteri prevedano il riconoscimento di tutti i costi di capitale e operativi sostenuti dall'impresa di trasporto nell'assicurare tale interconnessione.

Inoltre, in considerazione dei benefici sottesi alla realizzazione di tale infrastruttura si ritiene opportuno prevedere una conferma dell'attuale incentivazione *input-based* (i.e. maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto pario a 1,5% per 10 anni in caso di  $B/C > 1,5$ ).

In relazione alle modalità di allocazione dei costi relativi agli interventi da ricomprendere nella rete nazionale, ferma restando la necessità di verificare la coerenza delle disposizioni che saranno definite con i criteri e i principi previsti dal TAR NC, si ritiene condivisibile l'ipotesi di creare due nuovi punti di uscita che raggruppino i punti di prelievo localizzati in Sardegna suddivisi in funzione della distanza dalla rete nazionale dei gasdotti (entro/oltre 15 chilometri), coerentemente con l'attuale metodologia che prevede di determinare un unico corrispettivo di uscita a livello nazionale (anch'esso suddiviso in entro/oltre 15 chilometri).

Relativamente al calcolo della distanza da ciascun punto di entrata ai punti di uscita della Regione Sardegna si ritiene altresì condivisibile in linea di principio la proposta di un approccio semplificato, che preveda la somma di una distanza di rete nazionale "Continente", determinata come media delle distanze dal punto di entrata ai punti di uscita virtuali in corrispondenza dei Terminali di rigassificazione di Panigaglia e Livorno, e di una distanza di rete nazionale "Sardegna", determinata come media delle distanze dai punti di entrata dai Terminali di ricezione sull'isola ai punti di uscita relativi ai bacini di consumo (oltre a una eventuale distanza di rete regionale). Tale approccio permetterebbe infatti di superare la complicazione metodologica derivante dall'assenza di un asset fisico di collegamento fra terraferma e isola, tenendo in considerazione ai fini del driver della distanza solo i tratti in cui è effettivamente presente un metanodotto.

**S15.** Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali.

In merito alla definizione dei moltiplicatori e dei fattori stagionali, si condivide la proposta di confermare i livelli dei moltiplicatori attualmente previsti per i punti di entrata e i punti di uscita transfrontalieri nonché in corrispondenza dei punti di riconsegna termoelettrici come previsti dalla regolazione vigente.

Con riferimento ai punti di riconsegna a servizio delle utenze industriali, si ritiene condivisibile l'introduzione di conferimenti infrannuali (di tipo mensile e giornaliero) per soggetti con alti consumi, anche in ottemperanza alle sentenze 6096 e 6098 del 2022 del Consiglio di Stato. In merito alla tabella 3 del documento di consultazione, si evidenzia come l'attuale RTTG (cfr. Tabella 5 della RTTG) preveda esplicitamente anche un moltiplicatore pari a 1,1 per i prodotti di capacità semestrale previsti dal Codice di Rete in applicazione del quadro regolatorio vigente.

In merito al trattamento prospettato per i city gate(s) si ribadisce come sia preferibile prevedere il mantenimento di conferimenti su base annuale, oggi in vigore, in quanto in grado di meglio riflettere la natura fissa del costo sottostante nonché di ridurre le possibili necessità di conguaglio derivanti dalla modulazione di conferimenti.

Fermo restando quanto sopra, ove venissero confermati gli orientamenti dell'Autorità circa la revisione dall'attuale durata dei conferimenti e in merito alla possibile introduzione di un moltiplicatore pari a 4 per i conferimenti giornalieri ai city gate, si evidenzia la necessità che il meccanismo di allocazione della capacità di trasporto nel suo complesso, ivi incluse le modalità di recupero dei costi di trasporto, assicuri alle imprese la completa copertura dei ricavi riconosciuti evitando qualsiasi esposizione di natura economica e finanziaria, al fine di salvaguardare la stabilità dei flussi di cassa.

Rispetto alle proposte avanzate nel documento di consultazione 157/2022/R/gas in relazione alla variabilizzazione dei costi di trasporto, si ritiene condivisibile la proposta delineata nell'ambito della presente consultazione di introdurre conferimenti di capacità su base giornaliera, anche di tipo implicito, ai quali applicare uno specifico moltiplicatore, in quanto maggiormente aderente alle disposizioni tariffarie previste dal Codice Europeo TAR NC (con particolare riferimento all'articolo 4, comma 3). Con particolare riferimento al dimensionamento del moltiplicatore, pur segnalando che il TAR NC limita tale valore ad un massimo pari a 3, si condivide il valore proposto nel documento di consultazione dall'Autorità nell'ottica di limitare fenomeni di sotto-fatturazione.



Si segnala altresì come sia l'applicazione di corrispettivi variabili ai costi di capacità di trasporto ipotizzata nel documento di consultazione 157/2022/R/gas sia l'introduzione di conferimenti di capacità su base giornaliera ai quali applicare uno specifico moltiplicatore ipotizzata nella presente consultazione, renderebbe necessaria un'integrazione alle attuali modalità di determinazione della garanzia richiesta dalle imprese di trasporto agli Utenti del servizio, considerata l'impossibilità di stimare ex-ante la quota di capacità giornaliera oggetto di garanzia. Tale revisione si renderebbe altresì opportuna anche in considerazione del sensibile aumento, negli ultimi anni, dell'ammontare delle componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto, per le quali non sono previsti dalla regolazione vigente specifici strumenti di garanzia finanziaria a copertura delle relative obbligazioni di pagamento da parte degli Utenti e che pertanto potrebbero generare potenziali oneri a carico del sistema.

Infine, con riferimento alle tempistiche di implementazione, si auspica che a valle delle eventuali ulteriori determinazioni che l'Autorità riterrà opportuno adottare rispetto al vigente quadro di regole siano garantiti agli operatori tempi congrui per il necessario adeguamento di processi e sistemi informativi.

#### **4. DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO**

<b><u>S16.</u></b> Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura.
--

In relazione alla copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto (di cui al punto 12.1 del DCO) si ritiene che i costi emergenti del servizio di misura relativi al processo di riassetto avviato con deliberazione n. 512/2021/R/Gas debbano essere riconosciuti sulla base delle migliori stime dell'impresa di trasporto per l'anno a cui si riferiscono i ricavi, superando il *time-lag* di due anni previsto dall'attuale regolazione, in quanto un riconoscimento differito di tali costi (che potrebbero risultare di rilevante entità al fine di garantire l'ottemperanza alle nuove disposizioni definite dall'Autorità) potrebbe comportare un significativo impatto finanziario per gli operatori di trasporto.

Relativamente alle modalità di definizione e aggiornamento del corrispettivo di misura, come già indicato nella risposta al DCO 213/22/R/gas, si condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere una differenziazione del corrispettivo CM<sup>CF</sup> per classe di portata (fatto salvo quanto riportato in seguito), tenuto conto dei diversi costi associati alla

realizzazione/upgrading e alla manutenzione degli impianti al variare della taglia degli stessi.

Si condivide altresì la proposta di mantenere i corrispettivi invariati per l'intero periodo regolatorio, gestendo eventuali scostamenti tra i ricavi riconosciuti per il servizio di misura e il gettito tariffario effettivo nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura. La definizione di un corrispettivo stabile per tutto il periodo di regolazione garantirebbe infatti maggiore certezza rispetto all'evoluzione del corrispettivo agevolando la decisione di cessione degli impianti di misura da parte dei titolari.

Si ritiene inoltre opportuno confermare per il prossimo periodo regolatorio, come previsto nella regolazione attuale, che il corrispettivo  $CM^{CF}$  sia applicato in misura pari al 50%, per un periodo di tempo di 4 anni, dal momento della cessione all'impresa di trasporto.

Con particolare riferimento all'articolazione tariffaria, come già indicato nella risposta al DCO 213/22/R/gas, si osserva come un corrispettivo  $CM^{CF}$  esclusivamente capacitivo, quale quello previsto dalla regolazione vigente, non consenta di riflettere adeguatamente i costi sottostanti al servizio di misura. Tali costi, infatti, non dipendono direttamente dal *driver* della capacità conferita (derivante dalle logiche di utilizzo dell'impianto allacciato).

Al contrario, i costi sottostanti al servizio di misura dipendono da fattori di natura impiantistica, quali la numerosità delle linee di misura, e quindi dei misuratori che compongono l'impianto e dalla loro taglia (portata nominale e/o massima ammessa), la necessità di installare apparati per la rilevazione delle qualità del gas, la presenza o meno di linee di riserva, etc. Le apparecchiature minime necessarie e le configurazioni ammesse per i sistemi di misura sono definite dalla normativa tecnica applicabile in funzione della taglia dell'impianto, individuata dalla portata erogata (Q<sub>ero</sub>).

In virtù di quanto sopra rappresentato, l'applicazione di un corrispettivo  $CM^{CF}$  esclusivamente capacitivo determinerebbe costi annui per gli utenti molto diversi tra loro per impianti della medesima taglia, in virtù della capacità effettivamente conferita. Applicando il corrispettivo riportato nell'appendice al DCO alle capacità oggi conferite in corrispondenza di punti di riconsegna riconducibili impianti appartenenti a una medesima classe, si evince come l'importo annuo varierebbe da valori molto esigui (in molti casi inferiori al costo anno di manutenzione, per impianti con piccole capacità conferite) a valori ingenti (in alcuni casi anche superiori al costo di realizzazione *ex novo* dell'impianto stesso, per impianti con elevata capacità conferita), in contrasto con il principio di *cost reflectivity*. Inoltre, l'applicazione di un tale corrispettivo incentiverebbe la cessione di impianti con limitata capacità conferita, considerata la forte convenienza economica, e

ostacolerebbe la cessione di impianti con elevata capacità conferita, costituendo di fatto una barriera ad avvalersi della facoltà di cessione nel caso in cui i titolari degli impianti non fossero interessati a svolgere l'attività di misura nel nuovo assetto.

In tale scenario, inoltre risulterebbe estremamente difficoltoso valutare gli impianti che potrebbero essere ceduti all'impresa di trasporto (unitamente ai relativi valori di capacità conferita) e stimare la relativa tariffa, con il forte rischio di significativi scostamenti tra i ricavi riconosciuti per il servizio di misura e il gettito tariffario effettivo derivante dall'applicazione del corrispettivo capacitivo  $CM^{CF}$ . Ciò renderebbe necessario un intervento della Cassa nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura, e potrebbe comportare nei periodi regolatori successivi revisioni anche significative dei corrispettivi rendendo meno visibile e stabile il costo associato al servizio (limitando ulteriormente la propensione dei titolari di avvalersi della possibilità di cessione dell'impianto ove interessati). Inoltre, l'adozione di un corrispettivo capacitivo richiederebbe la necessità di individuare un criterio di applicazione del  $CM^{CF}$  per i Punti di Riconsegna con capacità conferita non costante nell'anno (eg. conferimenti infra-annuali).

Alla luce di quanto sopra, condividendo la proposta dell'Autorità di differenziare il  $CM^{CF}$  per classi in funzione della portata dell'impianto, si ritiene possa essere più opportuno prevedere l'applicazione di un corrispettivo fisso espresso in €/anno/PdR<sup>2</sup> differenziato in più classi, eventualmente anche da valutare in relazione alle dimensioni impiantistiche riscontrabili nella normativa di riferimento per la progettazione e realizzazione degli impianti di misura.

Un siffatto corrispettivo, come già indicato in risposta al DCO 213/22/R/gas, sarebbe peraltro coerente con le previsioni del TAR NC che identificano il servizio di misura come "servizio non di trasporto" il cui costo non deve essere necessariamente recuperato attraverso corrispettivi capacitivi.

Considerata la possibilità di cessione dell'impianto di misura anche da parte di soggetti regolati quali le imprese di distribuzione, si segnala come sia opportuno definire il trattamento tariffario da applicare in tali casi stante l'impostazione prevista nel documento di consultazione che prevede l'applicabile il corrispettivo  $CM^{CF}$  ai soli cedenti presso di impianti di misura presso Punti di Riconsegna direttamente connessi alla rete di trasporto.

---

<sup>2</sup> Nel caso in cui il Punto di Riconsegna sia costituito da un'aggregazione di punti fisici (cosiddetto pool commerciale), il corrispettivo sarebbe applicato ad ogni singolo punto fisico sotteso.

## 5. MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI

### **S17.** Osservazioni in merito ai meccanismi di perequazione dei ricavi.

Si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità di mantenere inalterate le modalità di gestione dei meccanismi di perequazione dei ricavi attualmente previste.

### **S18.** Osservazioni in merito ai fattori correttivi dei ricavi.

In merito ai fattori correttivi dei ricavi, si ritiene condivisibile la proposta di regolare il fattore correttivo del servizio di misura  $FC^M$  in analogia alle modalità di recupero delle somme per il servizio di trasporto, ossia mediante regolazione con CSEA nell'anno t+1 rispetto all'anno tariffario, invece che tramite la Proposta Tariffaria dell'anno t+2.

Relativamente al fattore correttivo dei ricavi di commodity ( $FC^{COM}$ ), si ritiene necessario che anche i costi relativi all'*Emission Trading System* (ETS) siano esclusi dalla quota del corrispettivo variabile soggetta al rischio volume.

## 6. COMPONENTI TARIFFARIE ADDIZIONALI

### **S19.** Osservazioni in merito alle componenti tariffarie addizionali.

In merito alle proposte relative alle tempistiche di versamento delle componenti tariffarie addizionali, si ritiene percorribile da un punto di vista gestionale il passaggio da un versamento bimestrale a un versamento mensile, nonostante questo comporti un raddoppio dell'aggravio gestionale in capo all'impresa di trasporto.

Indipendentemente dall'introduzione di tale modifica, si ritiene opportuno prevedere - come più volte segnalato dalla Scrivente Società - il solo versamento degli ammontari incassati e non di quelli fatturati, anche in considerazione del fatto che la compressione dei tempi per il versamento renderebbe di fatto impossibile portare a termine qualunque azione di recupero crediti per le fatture non pagate.

Diversamente (anche in considerazione del fatto che tali tempistiche non consentirebbero all'impresa di trasporto di mettere in atto possibili azioni di recupero del credito) si ritiene debbano essere introdotte quantomeno opportune modifiche al sistema di garanzie a

copertura del rischio di mancato pagamento delle componenti tariffarie aggiuntive. In merito a quanto proposto nella presente consultazione, ossia che l'impresa di trasporto provveda comunque a versare il gettito fatturato ma - in un momento successivo - possa richiedere alla Cassa la restituzione delle partite economiche non incassate dimostrando l'inesigibilità del credito, si sottolinea l'elevata esposizione che questo orientamento può determinare per l'operatore di trasporto visto che nel corso degli anni le componenti aggiuntive sono diventate una componente sempre più significativa dei valori fatturati.