



OSSERVAZIONI – INTEGRAZIONI
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE
N. 213/2022/R/GAS

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

Orientamenti iniziali

27 Giugno 2022

INDICE

1.	CONSIDERAZIONI GENERALI	2
2.	ASPETTI INTRODUTTIVI.....	10
3.	CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI.....	13
4.	DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO	22
5.	DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO	27
6.	MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI	28
7.	ULTERIORI ASPETTI	30

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 iniziali”, pubblicato dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) in data 19 maggio 2022. Tali osservazioni si intendono riferite a tutte le società del Gruppo Snam che svolgono attività di trasporto.

Contesto di riferimento

Le recenti evoluzioni dello scenario energetico internazionale stanno determinando profondi impatti economici e sociali conseguenti al forte incremento dei prezzi energetici e alle dinamiche inflattive che ne sono scaturite. Negli ultimi anni la sicurezza degli approvvigionamenti veniva data quasi per scontata nell’ambito del dibattito di politica energetica europea. Oggi, tale tematica costituisce la priorità assoluta nelle agende di tutte le Istituzioni europee e nazionali, come dimostrato dal recente pacchetto RePowerEU, nonché dalle iniziative che gli Stati Membri hanno a vario titolo intrapreso per assicurare nuove forniture di gas.

In tale contesto, la messa in campo di azioni tempestive volte ad aumentare la sicurezza delle forniture risulta essenziale anche per l’Italia dove il gas naturale riveste un ruolo preponderante nel mix energetico nazionale, coprendo oltre il 40% del fabbisogno complessivo. Attraverso opportuni interventi di potenziamento delle interconnessioni con i Paesi del bacino mediterraneo, così come delle dorsali che attraversano il nostro Paese da Sud a Nord, è possibile aumentare la capacità di trasporto delle infrastrutture nazionali diversificando ulteriormente le fonti di approvvigionamento italiane, anche a beneficio del sistema gas Europeo.

L’opportunità di sviluppare un ruolo strategico dell’Italia nell’approvvigionamento energetico europeo assume ancora maggior rilevanza in considerazione del percorso avviato dal *Green Deal* nel quale viene posta particolare enfasi sullo sviluppo dei gas rinnovabili. In particolare, l’idrogeno rinnovabile prodotto nei Paesi del Mediterraneo (potenzialmente anche trasformato in metano sintetico) potrebbe essere trasportato in Europa attraverso l’Italia e rifornire altri Paesi dell’Unione.

La Regolazione del 6° Periodo avrà quindi una funzione fondamentale nel creare le condizioni necessarie per avviare la realizzazione di nuove infrastrutture essenziali per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti del nostro Paese e per accelerare gli investimenti volti a favorire la transizione verso una economia a basse emissioni di carbonio basata sullo sviluppo dei gas rinnovabili.

Alla luce delle finalità del presente documento di consultazione che delinea in particolare gli orientamenti dell'Autorità per la transizione verso criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) vengono, di seguito, richiamate le osservazioni in merito alle tematiche ritenute di maggior rilievo, rimandando alle successive sezioni del documento per un'analisi più dettagliata su ciascun spunto di discussione.

Si rimanda altresì alle specifiche consultazioni di prossima emanazione per osservazioni più puntuali in merito all'evoluzione della regolazione ROSS, ai criteri di efficientamento del servizio di trasporto (in particolare, con riferimento agli incentivi al mantenimento in esercizio delle reti totalmente ammortizzate ed allo *sharing* dei ricavi derivanti dall'esercizio delle centrali *dual fuel*) e al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.

Raccordo con la metodologia ROSS

In merito all'introduzione del nuovo modello di regolazione ROSS sarà fondamentale che gli operatori infrastrutturali possano svolgere un ruolo sempre più proattivo nel disegnare un sistema energetico sostenibile e capace di rispondere alle nuove esigenze dei consumatori.

In merito all'ulteriore rafforzamento nel coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo, si ritiene necessario prevedere che gli obiettivi da perseguire alla base delle future scelte di investimento delle imprese regolate vengano chiaramente esplicitati ed identificati *ex-ante*, in modo da consentire agli operatori di elaborare Piani di sviluppo quanto più possibile coerenti e funzionali al raggiungimento degli output attesi.

Ai fini della definizione degli obiettivi e dei relativi meccanismi di incentivazione, si ritiene che gli *output* da perseguire debbano essere ricondotti alle aree di seguito riportate:

- Sicurezza: interventi volti a mantenere la gestione dell'infrastruttura in condizioni di sicurezza e a migliorare la resilienza della rete di trasporto. Tali interventi sono volti a produrre, attraverso una infrastruttura esercita in condizioni ottimali, benefici

in termini di sicurezza e continuità del servizio nonché di disponibilità delle forniture energetiche, sia per i consumatori attuali che per quelli futuri.

- Mercato: interventi volti a favorire l'interconnessione tra i mercati, lo sviluppo di nuovi mercati, la diversificazione delle fonti, l'allineamento dei prezzi nonché pratiche commerciali di offerta di servizi per favorire buon funzionamento del mercato. Questi interventi sono in grado di produrre un minor costo della bolletta energetica, in quanto favoriscono un miglior funzionamento del mercato dell'energia con effetti positivi sulla competitività dei prezzi.
- Ambiente: interventi e iniziative volte a ridurre gli impatti ambientali (es. riduzione delle emissioni di CO₂ e CH₄) e favorire il processo di decarbonizzazione attraverso la sostituzione di combustibili fossili maggiormente inquinanti nonché l'allacciamento e il trasporto di nuovi vettori energetici *green-gas*. Tali interventi producono chiari benefici per la collettività in relazione al miglioramento della qualità dell'ambiente in cui viviamo, oltre che benefici di natura economica nei settori soggetti alle quote di emissione. Indirettamente i benefici economici possono essere ricondotti anche ai possibili costi evitati in relazione alla diminuzione dei danni di eventi climatici conseguenti al processo di surriscaldamento globale.
- Innovazione: interventi ed iniziative di innovazione tecnologica volti a favorire la digitalizzazione delle reti e l'individuazione di soluzioni di "ottimizzazione energetica" e/o di *sectoral integration*, con particolare riferimento ad applicazioni che promuovano l'economia circolare. Interventi di digitalizzazione possono consentire ad esempio di migliorare l'utilizzo delle reti attraverso un più efficace monitoraggio dei flussi (anche nella prospettiva dell'accoglimento di quantitativi crescenti di *green-gases*) e di valutare in tempo reale la sua sicurezza. Inoltre, interventi di "ottimizzazione energetica" come, ad esempio, turboespansori e/o di sistemi integrati di autoproduzione energia rinnovabile consentirebbero il recupero di energia - che diversamente andrebbe persa – a beneficio dell'intero sistema da un punto di vista sia economico che ambientale. Qualità del servizio: iniziative volte a migliorare la qualità del servizio offerto e il coinvolgimento degli *stakeholders*. I benefici di tali iniziative sono direttamente riconducibili alla possibilità di erogare un servizio in grado di rispondere al meglio alle esigenze degli utenti, nonché di favorire un maggiore coinvolgimento degli *stakeholders* nello sviluppo del sistema gas italiano.

Con specifico riferimento alla determinazione dei ricavi di competenza dell'anno 2024 - primo anno del nuovo periodo e del progressivo raccordo tra le vecchie e nuove logiche - l'impostazione prospettata nel documento di consultazione si ritiene in linea di principio condivisibile in quanto tali ricavi verrebbero determinati utilizzando logiche e criteri in sostanziale continuità con quelli ad oggi applicati.

In relazione alla determinazione dei ricavi per l'anno 2025 si ritiene opportuno considerare oltre ai costi di capitale degli investimenti sostenuti fino al 31 dicembre 2023 (c.d. *legacy*), la remunerazione e ammortamento della quota *slow money* riferita agli investimenti effettuati nell'anno 2024 e metà della remunerazione della quota di *slow money* riferita agli investimenti effettuati nell'anno 2025, in analogia a quanto applicato nel Regno Unito. Relativamente alla determinazione ed aggiornamento del capitale investito riconosciuto riferito agli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023, si condivide l'orientamento dell'Autorità di mantenere criteri di riconoscimento di tale *stock* pregresso in continuità con la metodologia attuale.

Infine, 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.

Costi energetici

In merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato, si accolgono con favore le proposte di semplificazione avanzate dall'Autorità, in quanto consentirebbero di ridurre in modo significativo la complessa interazione fra meccanismi di conguaglio delle quantità e quelli riferiti al conguaglio del prezzo, 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 relazione al meccanismo di incentivazione al contenimento del GNC si ritiene opportuno prevedere una conferma dell'attuale meccanismo con cui compensare lo scostamento tra i quantitativi effettivi e riconosciuti, mantenendo l'onere unitario fisso e un rischio/opportunità massimo pari a quelli in essere nell'attuale periodo di regolazione.

Si condivide inoltre l'orientamento dell'Autorità volto a confermare il meccanismo di riconoscimento dei costi riferiti alle quote del sistema di *Emission Trading* (ETS) attualmente in vigore, nelle more della definizione delle disposizioni della metodologia ROSS, per cui ci si riserva di formulare osservazioni specifiche nell'ambito della consultazione dedicata.

Ad integrazione di tale meccanismo si propone di introdurre un incentivo nel caso in cui il costo sostenuto dall'impresa di trasporto per l'acquisto delle quote ETS risultasse 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).

Inoltre, si ritiene opportuno scorporare dai costi operativi di natura fissa (e soggetti a meccanismi di efficientamento) la quota di costi riferiti ai consumi di energia elettrica sostenuti per la movimentazione del gas (con particolare riferimento ai futuri consumi delle centrali *dual-fuel*), in analogia a quanto già previsto per il settore dello stoccaggio e della rigassificazione. Tali costi, infatti, dovrebbero essere riconosciuti come *pass-through* in quanto non direttamente controllabili da parte dell'impresa di trasporto così come avviene per i quantitativi di gas riconosciuti a copertura degli autoconsumi.

Infine, si condivide la proposta di prevedere anche per il 6PRT la limitazione del 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 volumi trasportati in base ai fabbisogni del mercato, come peraltro previsto per gli anni 2022 e 2023 dalla Delibera 233/2022/R/gas. A tal riguardo, si ritiene che per le medesime ragioni anche i costi relativi al meccanismo ETS debbano essere trattati analogamente ai costi energetici e pertanto essere esclusi dalla quota del corrispettivo variabile soggetta al “rischio volume”.

Metanizzazione della Regione Sardegna

In merito al collegamento tra la regione Sardegna e il Continente si ritiene necessario individuare prima possibile criteri puntuali per il riconoscimento e il recupero dei costi connessi alle infrastrutture per la realizzazione del collegamento virtuale. In tale ambito si segnala come la Scrivente Società si sia prontamente attivata per dare applicazione alle disposizioni definite dal DPCM 29 marzo 2022, in considerazione dell’urgenza di avviare le strategie di decarbonizzazione dell’isola. Al fine di garantire la futura operatività del collegamento mediante la realizzazione delle infrastrutture individuate dal Decreto, si è infatti già provveduto a prenotare una prima FSRU da destinare a Portovesme nonché ad avviare due gare, una per l’approvvigionamento di una seconda FSRU da collocare a Porto Torres e l’altra per una nave spola con cui effettuare il collegamento tra i Terminali GNL sul continente (i.e. Panigaglia e OLT) e l’FSRU di Portovesme. Sono inoltre in corso valutazioni per la realizzazione dell’impianto di rigassificazione ad Oristano nonché per l’approvvigionamento di una seconda nave spola necessaria al pieno funzionamento del collegamento virtuale. Alla luce di quanto sopra – anche in considerazione degli impegni economici che la scrivente Società dovrà sostenere per dare operatività alle disposizioni del Decreto - risulta necessario che siano definiti i criteri di regolazione per il riconoscimento dei costi delle infrastrutture e del servizio, in base alle quali effettuare le scelte di investimento necessarie.

In merito alle modalità di allocazione dei costi degli interventi del collegamento virtuale ed alla determinazione dei corrispettivi, si ritiene altresì necessario valutare attentamente la coerenza dei relativi criteri con le disposizioni previste dal Codice Europeo TAR, in particolare con riferimento ai driver di costo utilizzati.

Con riferimento al trattamento applicabile alla rete di trasporto sul territorio della Sardegna, in linea generale si condivide l’orientamento dell’Autorità di volere confermare

le disposizioni previste dalla regolazione vigente per le nuove imprese di trasporto (i.e. Enura) 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 di 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.

Infine, 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 $B/C > 1,5$).

Trattamento tariffario per il servizio di Misura

Relativamente alle modalità di riconoscimento dei costi 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 impatto finanziario negativo notevole per gli operatori di trasporto.

Con particolare riferimento all'articolazione tariffaria, si segnala come un corrispettivo CM^{CF} esclusivamente capacitivo, quale quello previsto dalla regolazione vigente, non consentirebbe di riflettere adeguatamente i costi sottostanti al servizio di misura. Tali costi, infatti, non dipendono direttamente (se non in quota parte) dal driver della capacità conferita (derivante dalle logiche di utilizzo dell'impianto allacciato), ma da fattori di natura impiantistica quali la numerosità delle linee di misura e quindi dei misuratori che compongono l'impianto.

Al fine di favorire la *cost-reflectivity* della tariffa, si ritiene pertanto opportuno prevedere un corrispettivo fisso per impianto di misura diversificato per classe di portata da determinare con riferimento al singolo Punto di Riconsegna (espresso in €/anno/PdR). 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.

Si condivide infine la proposta di determinare il corrispettivo anche sulla base dei costi riconosciuti stimati ipotizzando l'acquisizione di un numero definito di impianti e di mantenerlo fisso per l'intero periodo di regolazione, compensando eventuali scostamenti tra i ricavi di riferimento riconosciuti e il gettito tariffario effettivo mediante il fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura.

2. ASPETTI INTRODUTTIVI

S3. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.

In linea generale, gli obiettivi dell'intervento delineati dall'Autorità nel presente documento di consultazione si ritengono condivisibili. In tale ambito, si ritiene che tali obiettivi debbano essere valutati anche alla luce del mutato contesto che impone un focus sulla sicurezza degli approvvigionamenti e la diversificazione delle fonti, da realizzare anche attraverso nuove infrastrutture da rendere operative con urgenza e in tempi limitati. In merito ai singoli obiettivi individuati dall'Autorità nel documento di consultazione, si osserva quanto segue.

In primo luogo, si condivide la necessità di prevedere un adeguato coordinamento tra il procedimento di cui alla presente consultazione e quello avviato con deliberazione n. 271/2021/R/COM avente ad oggetto l'evoluzione verso la regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), basata sulla spesa totale, nella definizione dei criteri di determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasporto. Tuttavia, in relazione all'adozione della regolazione ROSS non si dispone al momento di sufficienti dettagli circa gli orientamenti e le modalità applicative prospettate dall'Autorità - con particolare riferimento alla sua forma "integrale" che dovrebbe trovare applicazione per Snam Rete Gas - per effettuare considerazioni e valutazioni specifiche. Ci si riserva pertanto di effettuare ulteriori considerazioni nell'ambito della consultazione specifica attesa in pubblicazione nel mese di giugno secondo il programma prospettato dall'Autorità.

In merito all'ulteriore rafforzamento nel coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo, si ritiene necessario prevedere - anche in relazione all'evoluzione verso la regolazione ROSS - che gli obiettivi da perseguire alla base delle future scelte di investimento delle imprese regolate vengano chiaramente esplicitati ed identificati ex-ante, in modo da consentire agli operatori di poter sviluppare e realizzare Piani di sviluppo quanto più possibile coerenti e funzionali al raggiungimento degli output attesi.

Con riferimento alle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione, si ritiene condivisibile l'intenzione dell'Autorità di definire criteri che siano in grado di promuovere l'efficienza nello sviluppo di tali infrastrutture. Nell'individuazione dei rispettivi criteri si ritiene tuttavia necessario porre particolare attenzione alle specificità dei territori in cui tali

infrastrutture vengono realizzate, in modo che non vengano penalizzate situazioni particolari quali uno sviluppo su territori insulari.

In merito all'evoluzione del trattamento tariffario applicato alle perdite di rete, si ritiene che la futura regolazione debba prevedere opportuni meccanismi di supporto e incentivazione economica volti a stimolare la messa in campo di azioni ed investimenti funzionali a ridurre quanto più possibile le emissioni di metano (c.d. *methane leakage*) attraverso premi crescenti al raggiungimento e/o al superamento dei livelli target, alla luce dell'importanza che questa tematica assume nel conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione nazionali e comunitari. Si ritiene che tale aspetto possa rappresentare uno degli output cui fare riferimento nella definizione della futura regolazione ROSS.

Con riferimento alla metodologia dei prezzi di riferimento, si ritiene condivisibile una sua valutazione rispetto al contesto di mercato, anche alla luce dei recenti avvenimenti geopolitici e delle conseguenti implicazioni in termini di modifiche ai futuri flussi di approvvigionamento.

Relativamente alle modalità di determinazione e aggiornamento del corrispettivo di misura, come meglio indicato nel seguito del documento, si condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere una differenziazione del corrispettivo CM^{CF} per classi di portata del misuratore, nonché l'ipotesi di mantenere i corrispettivi invariati per l'intero periodo regolatorio. Si ritiene infatti che tale impostazione consentirebbe da un lato di aumentare la "*cost reflectivity*" della tariffa applicata al servizio di misura e dall'altra di fornire un quadro di maggiore certezza ai proprietari degli impianti di misura in relazione all'opportunità di continuare a svolgere il servizio stesso nel rispetto delle nuove disposizioni definite dall'Autorità nell'ambito del processo di riassetto del settore o avvalersi della facoltà di cessione dell'impianto all'impresa di trasporto.

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.

In merito al collegamento tra la regione Sardegna e il Continente si condivide la necessità di individuare criteri puntuali per il riconoscimento e il recupero dei costi connessi alle infrastrutture per la realizzazione del collegamento virtuale. In tale ambito, in attesa dell'avvio dello specifico procedimento prospettato nel documento di consultazione, si segnala la necessità che tali criteri prevedano un totale riconoscimento di tutti i costi di capitale e operativi sostenuti dall'impresa di trasporto. Si ritiene altresì necessario valutare

attentamente la coerenza dei relativi criteri con le disposizioni previste dal Codice Europeo TAR, anche con riferimento ai driver di costo utilizzati.

Relativamente ai corrispettivi di trasporto ai punti di riconsegna, si segnala la necessità di prevedere che eventuali variazioni nella loro modalità di determinazione a seguito della revisione dei criteri di conferimento della capacità non comportino effetti indesiderati in termini di eccessivi *“over/under recovery”* dei ricavi riconosciuti. In tale contesto si condivide la necessità di prevedere un opportuno dimensionamento dei moltiplicatori al fine di riflettere il costo associato al differente utilizzo della capacità di trasporto.

Con riferimento alla regolazione della sicurezza e della continuità del servizio, nonché della qualità commerciale, si ritiene opportuno che tali aspetti vengano definiti in stretto coordinamento con le disposizioni che saranno definite nell'ambito della regolazione ROSS. Tali aspetti infatti rappresentano output fondamentali per il servizio di trasporto che dovrebbero trovare opportuna declinazione e incentivazione nell'ambito del nuovo schema di regolazione.

Infine, in merito alle tempistiche per la conclusione del procedimento si evidenzia la necessità di prevedere un termine entro la fine di febbraio 2023, così da consentire alle imprese di trasporto di disporre di un tempo adeguato per le valutazioni e le attività necessarie alla determinazione dei ricavi riconosciuti ed alla formulazione delle proposte tariffarie nel rispetto delle scadenze previste dal TAR NC (i.e. fine maggio-inizio giugno).

3. CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI

S4. Osservazioni in merito alla decorrenza e alla durata del periodo di regolazione.

In linea generale si ritiene che periodi di regolazione di durata pari a 4 anni, prassi ormai consolidata nel sistema italiano, abbiano finora costituito un giusto arco temporale in grado di bilanciare da un lato le necessità di prevedere una periodica rivalutazione del quadro di regolazione di tariffaria dall'altro di garantire continuità e stabilità dei criteri di regolazione che costituiscono aspetti di fondamentale importanza affinché l'operatore di trasporto possa intraprendere decisioni di investimento efficienti.

Nel definire la decorrenza e la durata del nuovo periodo di regolazione, si ritiene tuttavia che debbano essere opportunamente valutati sia le tempistiche necessarie per un progressivo e coerente percorso di transizione verso la regolazione ROSS (integrale) - anche ai fini della piena comprensione delle nuove logiche - che la necessità di un lasso di tempo sufficientemente adeguato per la predisposizione e condivisione dei business plan (che saranno alla base della nuova metodologia) nonché la loro "messa a terra" da parte degli operatori regolati, affinché possano essere apprezzati appieno i risultati ed i benefici per il sistema in base agli output che saranno individuati.

Alla luce di quanto sopra, sebbene la proposta dell'Autorità di fare decorrere il quinto periodo di regolazione a partire dall'anno 2024 per una durata di 4 anni si ritenga in linea di principio condivisibile, ci si riserva di effettuare ulteriori considerazioni in base agli orientamenti che saranno espressi dall'Autorità nell'ambito della consultazione di prossima pubblicazione sulla regolazione ROSS. In particolare, in merito alla data di decorrenza del nuovo periodo riveste notevole importanza il processo che porterà all'adozione della metodologia ROSS-integrale, mentre ai fini della durata del periodo di regolazione bisognerà valutare quali siano le tempistiche più adeguate a permettere alle imprese di implementare i propri piani. In tale prospettiva si ritiene possa essere opportuno considerare una estensione della durata del periodo di regolazione a 5 anni (limite massimo oggi possibile ai sensi del TAR NC), in coerenza con le durate tipiche dei Piani Societari dei principali operatori.

S5. Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento.

L'articolazione dei ricavi di riferimento proposta nel documento di consultazione si ritiene condivisibile, in particolare anche relativamente all'esclusione dal meccanismo ROSS dei

costi energetici (autoconsumi, perdite, GNC, ETS) e dei costi per il servizio di bilanciamento operativo.

Per le osservazioni puntuali in merito alle specifiche proposte di trattamento dei costi energetici si rimanda agli specifici spunti di consultazione previsti nel documento.

S6. Osservazioni in merito ai criteri generali di riconoscimento dei ricavi e al raccordo con i criteri ROSS.

Al fine di poter esprimere una valutazione complessiva sui criteri generali di riconoscimento dei ricavi ed il raccordo con la metodologia ROSS si ritiene necessario disporre di elementi di maggior dettaglio della nuova metodologia, con particolare riferimento all'adozione nella sua forma integrale che prevede anche una analisi del *business plan* per l'impresa maggiore di trasporto. Pertanto, vengono di seguito riportate osservazioni preliminari riservandosi di effettuare ulteriori considerazioni nelle successive consultazioni.

Con riferimento alla determinazione dei ricavi di competenza dell'anno 2024 - primo anno del nuovo periodo e del progressivo raccordo tra le vecchie e nuove logiche - l'impostazione prospettata nel documento di consultazione si ritiene in linea di principio condivisibile in quanto tali ricavi sembrerebbero determinati utilizzando logiche e criteri in sostanziale continuità con quelli ad oggi applicati (ossia prevedendo il riconoscimento di una quota di ricavo basata sulle spese di capitale effettive al 2023 sotto forma di "*slow money*" e di una quota di ricavo basata sui costi operativi calcolati con l'attuale metodologia del *price-cap*, tenuto conto dei meccanismi di *profit sharing*, sotto forma di "*fast money*").

In relazione alla determinazione dei ricavi per l'anno 2025 si ritiene opportuno considerare oltre ai costi di capitale degli investimenti sostenuti fino al 31 dicembre 2023 (c.d. *legacy*), la remunerazione e ammortamento della quota *slow money* riferita agli investimenti effettuati nell'anno 2024 e metà della remunerazione della quota di *slow money* riferita agli investimenti effettuati nell'anno 2025, in analogia a quanto applicato nel Regno Unito.

S7. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale per gli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023.

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.

Fermo restando quanto sopra, relativamente alle dismissioni di immobilizzazioni in corso, si ritiene opportuno prevedere opportuni meccanismi regolatori che, in analogia a quanto applicato in altri Paesi Europei (i.e. Francia), consentano all'impresa di trasporto di recuperare costi eventualmente sostenuti e che non risulterebbe possibile recuperare in quanto l'investimento non sarà più "immobilizzato". Ad esempio, per alcuni costi di natura ricorrente o prevedibile, relativi a piccoli asset, la regolazione francese prevede uno specifico riconoscimento mediante una *allowance* di spesa pre-definita, mentre per altri costi legati ad esempio a studi riferiti a grandi progetti che devono essere abbandonati è prevista una copertura tariffaria attraverso fattori correttivi dei ricavi.

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. Tuttavia, qualora l'Autorità intendesse applicare una vita utile unica, si ritiene possa essere adottata una differenziazione per anno, prevedendo un riproporzionamento dell'investimento secondo una media pesata applicata alla quota di *slow money* riconosciuta nell'anno, con opportuni accorgimenti per considerare gli effetti sull'ammortamento riconosciuto dovuto alla diversa distribuzione di vite utili degli asset sottostanti (e.g. prevedendo due classi di ammortamento che raggruppino asset con vite utili comparabili quali metanodotti/fabbricati e altri asset).

Tenuto conto delle durate normalmente osservate per gli asset inclusi nella classe *"Immobilizzazioni Materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)"* anche in considerazione delle evoluzioni tecnologiche connesse a tali beni, si ritiene opportuno prevedere una riduzione della durata convenzionale tariffaria da 5 a 3 anni. Inoltre, si ritiene opportuno considerare l'introduzione di una nuova classe cespiti sempre di durata pari a 3 anni *"Sistemi informativi (licenze software)"* maggiormente allineata all'effettiva durata di tali beni.

In merito all'adozione di un cespiti a vita utile ridotta per gli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio dei metanodotti si richiama 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 tale ambito, si ribadisce l'opportunità di introdurre una specifica categoria di cespiti con vita utile più breve (i.e. (es. "Investimenti in miglie - vita utile 10 anni") - da utilizzare per interventi finalizzati ad estendere la vita utile dei metanodotti esistenti. Tali evoluzioni si ritiene debbano trovare applicazione quanto prima possibile nel quadro regolatorio e non essere rimandate al procedimento di definizione dei criteri tariffari per il sesto periodo.

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.

Infine, si ritiene opportuno considerare un ulteriore potenziamento dei meccanismi oggi in essere ai fini dell'ottenimento di contributi pubblici e/o privati in conto capitale prevedendo l'estensione del trattamento previsto per quelli riferiti al programma *Connecting Europe Facility* anche ad altre forme di finanziamento che dovessero essere ottenute a livello europeo¹ 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).

S8. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi operativi per l'anno 2024.

In linea di principio, l'orientamento espresso relativamente ai criteri di determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2024 - in sostanziale continuità con i criteri di regolazione vigenti - si ritiene condivisibile. In tale ambito, tuttavia, si osserva quanto segue.

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 negli anni 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.

Inoltre, si ritiene opportuno scorporare dai costi operativi di natura fissa (e soggetti a meccanismi di efficientamento) la quota di costi riferiti ai consumi di energia elettrica sostenuti per la movimentazione del gas (con particolare riferimento ai futuri consumi delle centrali *dual-fuel*), in analogia a quanto già previsto per il settore dello stoccaggio e della rigassificazione. Tali costi, infatti, dovrebbero essere riconosciuti come *pass-through* in quanto non direttamente controllabili da parte dell'impresa di trasporto così come avviene per i quantitativi di gas riconosciuti a copertura degli autoconsumi. Si ritiene, infine, che tra i ricavi riconosciuti per l'anno 2024 debbano trovare riconoscimento le maggiori efficienze realizzate nel corso del periodo 5PRT (valutate rispetto all'anno di

¹ E.g. RePowerEU, Horizon, etc.

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.

S9. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità 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 affinché tali output vengano conseguiti, a beneficio del sistema.

S10. Osservazioni in merito ai costi relativi al sistema di Emission Trading.

In termini generali, si condivide l'orientamento dell'Autorità volto a confermare il meccanismo di riconoscimento dei costi riferiti alle quote ETS attualmente in vigore, nelle more della definizione delle disposizioni della metodologia ROSS, per cui ci si riserva di formulare osservazioni specifiche nell'ambito della consultazione dedicata.

Ad integrazione di tale meccanismo si propone di introdurre un incentivo nel caso in cui il costo sostenuto dall'impresa di trasporto 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).

S11. *Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.*

In merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato, si accolgono con favore 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 al punto 13.22 del documento di consultazione che prevede 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. Parimenti, si ritiene condivisibile l'introduzione di un nuovo meccanismo di conguaglio relativo alle perdite di rete (come individuato al punto 13.24 del documento di consultazione) al fine di mantenere un incentivo all'impresa di trasporto volto alla loro riduzione.

Al contrario, non si ritiene condivisibile l'intenzione di considerare un unico meccanismo di incentivazione da applicare unitamente alla riduzione delle perdite di rete e del GNC, in virtù del fatto che, contrariamente a quanto indicato nel documento di consultazione, si

tratta di 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 è di tipo ambientale (e solo in seconda misura di natura economica) il GNC produce esclusivamente un impatto di natura contabile.

In relazione al meccanismo di incentivazione al contenimento del GNC si ritiene opportuno prevedere una conferma dell'attuale meccanismo con cui compensare lo scostamento tra i quantitativi di GNC effettivi e quelli riconosciuti, mantenendo l'onere unitario fisso e un rischio/opportunità massimo pari a quelli in essere nell'attuale periodo di regolazione.

In merito all'intenzione di effettuare una specifica richiesta dati, si ritiene che il rapporto² predisposto su base semestrale da Snam Rete Gas per l'Autorità già fornisca una rappresentazione delle analisi effettuate e in corso relativamente alle possibili determinanti del livello e delle dinamiche del GNC, ferma restando la disponibilità a fornire ulteriori elementi che l'Autorità ritenga necessari su aspetti meritevoli di approfondimento.

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 di gas volumi trasportati in base ai fabbisogni del mercato, come peraltro previsto per gli anni 2022 e 2023 dalla Delibera 233/2022/R/gas. A tal riguardo 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".

S12. 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.

² Nell'ambito del "Piano delle azioni e delle analisi per l'identificazione delle possibili determinanti del livello e delle dinamiche del GNC" elaborato ai sensi dell'art.4 della deliberazione 569/2020/R/gas.

S13. 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 volere 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.

Infine, con particolare riferimento alla metanizzazione della Sardegna, 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 $B/C > 1,5$).

4. DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

S14. 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.

S15. 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 capacità (CP_e e CP_u) e corrispettivi di *commodity* (CV_U e CV_{FC}).

In relazione all'unità con cui i corrispettivi tariffari vengono espressi, anche alla luce delle prassi adottate in ambito europeo e coerentemente alle modalità di conferimento delle capacità ai punti di interconnessione, si ritiene opportuno venga avviata un'analisi approfondita per valutare la possibilità di una determinazione dei corrispettivi in termini energetici (i.e. euro/anno/kWh/g e euro/kWh).

S16. 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 mantenere 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 che il volume utilizzato per il calcolo faccia 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 che viene 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 $t+1$.

Parallelamente si ritiene possa essere valutata l’opportunità di esprimere i volumi utilizzati ai fini del calcolo e della fatturazione dei corrispettivi *commodity* in metri cubi standard con contenuto energetico pari a 38,1 MJ/Sm³ (riferimento comunemente utilizzato nel sistema italiano), in luogo dei metri cubi fisici.

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).

S17. Osservazioni in merito alla ripartizione entry-exit

L’orientamento dell’Autorità di confermare l’applicazione di una ripartizione dei ricavi tra corrispettivi di entrata e corrispettivi di uscita rispettivamente pari a 28% e 72% si ritiene condivisibile.

S18. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento

Si ritiene 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.

La conferma di tale impostazione dovrebbe altresì garantire il rispetto e la coerenza con i principi e le disposizioni del TAR NC, come riconosciuto da ACER in sede di valutazione della metodologia nell'ambito del processo di determinazione della metodologia tariffaria per il 5PRT.

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.

Infine, si segnala la necessità di prevedere la definizione di corrispettivi specifici per la capacità interrompibile offerta 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.

S19. 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.

S20. *Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali, in particolare la proposta di uno specifico moltiplicatore per i conferimenti giornalieri ai city gate.*

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 e rappresentati in Tabella 4 del documento di consultazione. In tale ambito, 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 ai city gate si ritiene preferibile 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 l'Autorità intendesse comunque procedere ad una revisione dall'attuale durata dei conferimenti, in merito alla possibile introduzione di uno specifico moltiplicatore 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 di trasporto 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 che la proposta delineata nell'ambito della presente consultazione – ovvero di introdurre conferimenti di capacità su base giornaliera, anche di tipo implicito, ai quali applicare uno specifico moltiplicatore (il cui valore sia compreso tra 2,5 e 3) - sia una soluzione preferibile, in quanto maggiormente aderente alle disposizioni tariffarie previste dal Codice Europeo TAR NC (con particolare riferimento all'articolo 4, comma 3). Si ritiene tuttavia opportuno chiarire come nell'ambito di tale riforma la capacità risulterebbe conferita all'utente esclusivamente su base giornaliera e pertanto a questa si applicherebbe il moltiplicatore tariffario che sarà definito. Nel dimensionamento del moltiplicatore (che il TAR NC limita a un valore massimo pari a 3) e della relativa tariffa applicata ai punti di riconsegna risulta altresì necessario evitare fenomeni di sotto-fatturazione.

Si segnala infine 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.

5. DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO

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

Relativamente alle modalità di riconoscimento dei costi 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 impatto finanziario negativo notevole per gli operatori di trasporto.

Ai fini della determinazione e dell'applicazione del corrispettivo CM^{CF} a copertura dell'attività di *metering* nei punti di riconsegna presso i quali la titolarità dell'impianto di misura sia stata acquisita dall'impresa di trasporto, si ritiene opportuno vengano considerati oltre ai clienti finali direttamente allacciati anche le imprese di distribuzione, in virtù del fatto che anche tali soggetti potrebbero decidere di avvalersi della facoltà di cessione dell'impianto.

Con particolare riferimento all'articolazione tariffaria, si segnala come un corrispettivo CM^{CF} esclusivamente capacitivo, quale quello previsto dalla regolazione vigente, non consentirebbe di riflettere adeguatamente i costi sottostanti al servizio di misura. Tali costi, infatti, non dipendono direttamente (se non in quota parte) dal driver della capacità conferita (derivante dalle logiche di utilizzo dell'impianto allacciato), ma da fattori di natura impiantistica quali la numerosità delle linee di misura e quindi dei misuratori che compongono l'impianto.

Si evidenzia infatti come, a parità di caratteristiche tecniche dell'impianto, l'applicazione di un corrispettivo CM^{CF} esclusivamente capacitivo determinerebbe un costo per l'utente nettamente superiore a quelli sostenuti per la realizzazione/modifica e gestione dell'impianto in punti di riconsegna in caso di capacità conferite molto elevate ed al contrario un costo nettamente inferiore in caso di capacità conferite molto basse nonostante i costi dell'impianto associati siano analoghi.

Al fine di favorire la *cost-reflectivity* della tariffa, si ritiene pertanto opportuno prevedere un corrispettivo fisso per impianto di misura diversificato per classe di portata da

determinare con riferimento al singolo Punto di Riconsegna (espresso in €/anno/PdR). 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.

Si condivide infine la proposta di determinare il corrispettivo anche sulla base dei costi riconosciuti stimati ipotizzando l'acquisizione di un numero definito di impianti e di mantenerlo fisso per l'intero periodo di regolazione, compensando eventuali scostamenti tra i ricavi di riferimento riconosciuti e il gettito tariffario effettivo mediante il fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura.

6. MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI

S22. 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.

S23. 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}), come già evidenziato nella risposta al quesito S11, si ritiene necessario che anche i costi relativi all'*Emission Trading System* (ETS) siano esclusi dalla quota del corrispettivo variabile soggetta al rischio volume.

Si segnala infine che dalla lettura del punto 26.6 della consultazione sembrerebbe che si escludano i costi energetici della voce dei ricavi di riferimento (lettera a) ma non dai ricavi effettivi (lettera b). Ai fini di un calcolo corretto risulta infatti necessario prevedere che ai fini della determinazione del fattore correttivo dei ricavi di commodity (FC^{COM}) anche i ricavi effettivamente conseguiti siano nettati della quota relativa ai costi a copertura dei costi energetici (autoconsumi, perdite, GNC e ETS).

Infine, si ritiene che, in analogia a quanto previsto dall'attuale regolazione del settore elettrico, eventuali ricavi derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura gas per finalità ulteriori rispetto al servizio gas possano essere oggetto di simmetrica ripartizione tra gestore del sistema di trasporto e clienti finali. Ciò al fine di trasferire ai clienti finali potenziali benefici collegati alle "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.

7. ULTERIORI ASPETTI

S24. *Osservazioni in merito alle tempistiche di versamento delle 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 opportune modifiche al sistema di garanzie a copertura del rischio di mancato pagamento delle componenti tariffarie addizionali, che nel corso degli anni sono diventate una componente sempre più significativa dei valori fatturati.