

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**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*

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del  
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e  
Ambiente 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS

Mercati di incidenza: gas naturale

*18 ottobre 2022*

### ***Premessa***

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il sesto periodo di regolazione (6PRT) e, tenuto conto degli esiti del documento per la consultazione 19 maggio 2022, 213/2022/R/GAS, espone gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di determinazione dei ricavi e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 6PRT, decorrente dal 2024. Sono tuttavia demandati ad un successivo documento per la consultazione i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti ai gestori del servizio di trasporto del gas in esito alla conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM in materia di allineamento dei criteri di riconoscimento dei costi e approccio ROSS.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata ([protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)) entro il **21 novembre 2022**.*

*Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.*

***Autorità per la Regolazione di Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling  
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano***

*email: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)  
sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)*

## **INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI**

### **ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)**

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

#### **1. Base giuridica e finalità del trattamento**

##### ***a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni***

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

##### ***b. Pubblicazione delle osservazioni***

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

##### ***c. Modalità della pubblicazione***

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

#### **2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

#### **3. Comunicazione e diffusione dei dati**

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

#### **4. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

#### **5. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it).

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

## INDICE

<b>PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....</b>	<b>8</b>
1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione.....	8
2. Struttura del documento .....	11
<b>PARTE II ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI</b>	<b>12</b>
3. Premessa .....	12
4. Decorrenza e durata del periodo di regolazione .....	12
5. Articolazione dei ricavi di riferimento.....	13
6. Raccordo con metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi .....	13
Elementi di raccordo con la metodologia ROSS .....	14
Criteri di determinazione dei costi di capitale .....	15
<i>Criteri generali</i> .....	15
<i>Trattamento delle immobilizzazioni in corso</i> .....	15
<i>Ammortamenti e vite utili regolatorie</i> .....	16
Criteri di determinazione della baseline di costo operativo .....	17
7. Criteri di incentivazione ed efficienza .....	18
Incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto .....	18
Incentivo per il mantenimento in esercizio di reti ammortizzate .....	18
8. Costi relativi al sistema di <i>Emission Trading</i> .....	19
9. Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato .....	20
Quantitativi di gas riconosciuti a copertura di autoconsumi, perdite e GNC .....	21
<i>Autoconsumi</i> .....	21
<i>Perdite di rete</i> .....	21
<i>Gas non contabilizzato</i> .....	23
Criteri di valorizzazione tariffaria di autoconsumi, perdite e GNC .....	24
Meccanismi di copertura dei rischi prezzo e quantità .....	24
Meccanismi di conguaglio e incentivazione dell'efficienza.....	25
10. Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete.....	28
11. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto .....	28
Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto .....	28
Nuove imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione .....	29
12. Copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto.....	29

<b>PARTE III DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO .....</b>	<b>30</b>
<b>13. Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari.....</b>	<b>30</b>
<b>14. Struttura della tariffa per il servizio di trasporto .....</b>	<b>31</b>
<b>15. Durata del periodo tariffario .....</b>	<b>33</b>
<b>16. Allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione <i>capacity – commodity</i>) .....</b>	<b>34</b>
Ricavi relativi ai servizi di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità (quota <i>capacity</i> ) .....	34
Ricavi relativi ai servizi di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati (quota <i>commodity</i> ).....	35
<i>Corrispettivo unitario variabile</i> .....	35
<i>Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi</i> .....	35
<b>17. Allocazione dei costi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (ripartizione <i>entry-exit</i>) .....</b>	<b>36</b>
<b>18. Metodologia dei prezzi di riferimento .....</b>	<b>38</b>
Metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità .....	38
Aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto di cui al Codice TAR.....	39
<i>Perequazione dei corrispettivi da e per stoccaggio, e dei corrispettivi di uscita verso punti di riconsegna</i> .....	39
<i>Aggiustamenti relativi ai corrispettivi da e per stoccaggio, e da impianti di Gnl</i> .	39
<i>Riproporzionamento dei corrispettivi unitari di capacità per la copertura dei ricavi di riferimento</i> .....	40
Sconto al futuro punto di uscita presso Gela .....	41
Trattamento tariffario delle infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna .....	41
Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento .....	42
<b>19. Consultazione su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali di cui all'articolo 28 del Codice TAR.....</b>	<b>43</b>
Moltiplicatori .....	44
<i>Punti di entrata e di uscita transfrontalieri</i> .....	44
<i>Punti di riconsegna ai city gate</i> .....	44
<i>Punti di riconsegna termoelettrici e utenze industriali</i> .....	46
Fattori stagionali .....	47
Capacità interrompibile .....	47
<b>PARTE IV DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO .....</b>	<b>48</b>
<b>20. Articolazione tariffaria del servizio di misura .....</b>	<b>48</b>
<i>Criteria generali</i> .....	48
<i>Differenziazione del corrispettivo <math>CM^{CF}</math></i> .....	48
<i>Stabilità del corrispettivo <math>CM^{CF}</math></i> .....	49

<b>PARTE V MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI .....</b>	<b>50</b>
<b>21. Trasferimenti e perequazioni dei ricavi tariffari.....</b>	<b>50</b>
<b>22. Fattori correttivi dei ricavi e conguagli .....</b>	<b>51</b>
Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto .....	51
Fattore correttivo dei ricavi di commodity del servizio di trasporto .....	52
Conguaglio delle partite relative ad autoconsumi, perdite, GNC, e oneri ETS.....	53
<i>Conguaglio delle partite relative agli autoconsumi .....</i>	<i>53</i>
<i>Conguaglio delle partite relative alle perdite fisiche di rete.....</i>	<i>53</i>
<i>Conguaglio delle partite relative al GNC .....</i>	<i>53</i>
<i>Conguaglio dei costi relativi al sistema di Emission Trading.....</i>	<i>53</i>
Fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura.....	54
<b>PARTE VI COMPONENTI TARIFFARIE ADDIZIONALI.....</b>	<b>55</b>
<b>23. Componenti tariffarie aggiuntive a copertura di oneri generali del sistema gas</b>	<b>55</b>
<i>Articolazione delle componenti aggiuntive per i soggetti a maggior consumo di gas naturale .....</i>	<i>55</i>
<i>Tempistiche di versamento .....</i>	<i>56</i>
<i>Strumenti di copertura dal rischio credito per le componenti aggiuntive .....</i>	<i>56</i>

## **PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI**

### **1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione**

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 617/2021/R/GAS) per l'adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il sesto periodo di regolazione (6PRT), decorrente dal 1° gennaio 2024.
- 1.2 Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 19 maggio 2022, 213/2022/R/GAS (di seguito: DCO 213/2022/R/GAS), l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura del gas naturale, nella cornice di quanto previsto dalla normativa europea in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie del servizio di trasporto del gas naturale di cui al Regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017 (Codice TAR).
- 1.3 Nell'ambito del procedimento in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 6PRT, sono inoltre confluiti gli orientamenti dell'Autorità sui criteri di incentivazione ed efficientamento del servizio di trasporto, di cui ai documenti per la consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/GAS (di seguito: DCO 616/2021/R/GAS) e 19 luglio 2022, 336/2022/R/GAS (di seguito: DCO 336/2022/R/GAS), nello specifico in tema di incentivi per il mantenimento in esercizio di reti ammortizzate, criteri di efficienza per lo sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, e trattamento dei ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*. Gli esiti di tale processo di consultazione saranno oggetto di specifici provvedimenti e/o del provvedimento finale in materia di criteri tariffari, ma non sono trattati nell'ambito del presente documento se non per quanto strettamente attinente ai criteri di riconoscimento dei costi del servizio (quali, ad esempio, l'introduzione di specifici cespiti o la revisione delle vite utili regolatorie).
- 1.4 Anche tenendo conto di quanto emerso in esito al DCO 616/2021/R/GAS, con la deliberazione 3 maggio 2022, 195/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 195/2022/R/GAS), l'Autorità ha dato mandato a Snam Rete Gas S.p.A. di definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute dell'infrastruttura di trasporto, a supporto delle decisioni di sostituzione di infrastrutture di trasporto obsolete o completamente ammortizzate, basata su procedure trasparenti e verificabili *ex-post*.
- 1.5 In relazione allo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, con la deliberazione 4 ottobre 2022, 470/2022/R/GAS, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato n. 4241/2022 in materia di coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione e di criteri di valutazione dei Piani per i nuovi sviluppi della rete di trasporto. Gli

esiti di tale procedimento saranno considerati in sede di adozione dei provvedimenti in materia di efficienza dello sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, anche tenendo conto degli orientamenti già espressi nei DCO 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS e degli esiti di tale consultazione.

- 1.6 Giova inoltre ricordare che l’Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo l’approccio ROSS, da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (deliberazione 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM; di seguito: deliberazione 271/2021/R/COM), prevedendone la conclusione entro il 31 dicembre 2022. A tale deliberazione hanno fatto seguito il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 615/2021/R/COM (di seguito: DCO 615/2021/R/COM) e il documento per la consultazione 12 luglio 2022, 317/2022/R/COM (di seguito: DCO 317/2022/R/COM), nei quali sono stati presentati gli orientamenti per lo sviluppo della regolazione *ROSS-base*.
- 1.7 Per quanto riguarda il servizio di trasporto del gas, secondo quanto ipotizzato nel DCO 317/2022/R/COM, si prevede la prima applicazione dei criteri *ROSS-base* per il periodo che si avvia dal 2024, ossia per il 6PRT e, a decorrere dal 2026 (dopo un biennio di applicazione sperimentale), l’applicazione dei criteri *ROSS-integrale* all’impresa maggiore di trasporto, con l’obiettivo, nel tempo di estendere l’applicazione del *ROSS-integrale* anche agli altri operatori del trasporto. La definizione puntuale dei criteri di determinazione dei ricavi ammessi dei gestori del servizio di trasporto del gas dovrà quindi necessariamente tenere conto dei principi e criteri generali stabiliti in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM. L’Autorità intende pertanto sottoporre ad un ulteriore documento per la consultazione eventuali criteri di riconoscimento dei costi specifici per il servizio di trasporto.
- 1.8 Si segnalano infine i seguenti provvedimenti di cui si dovrà necessariamente tener conto in sede di definizione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale per il 6PRT:
  - a) con deliberazione 614/2021/R/COM l’Autorità ha approvato i “Criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)” che prevedono, tra l’altro, un aggiornamento del WACC per gli anni 2023 e 2024 secondo una logica *trigger*; tale aspetto rileva in particolare ai fini della stima dei ricavi e dei corrispettivi per l’anno 2024 (cfr. Appendice al presente documento per la consultazione), effettuata necessariamente sulla base del valore del tasso di remunerazione attualmente in vigore;
  - b) con deliberazione 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 279/2022/R/COM), l’Autorità ha avviato un procedimento per l’attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell’utilizzo del carbone in Sardegna;
  - c) con deliberazione 27 settembre 2022, 448/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 448/2022/R/GAS), l’Autorità ha avviato un procedimento per

ottemperare alle sentenze 6096 e 6098 del 2022 del Consiglio di Stato, finalizzato ad adottare misure di flessibilità ed economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione del decreto-legge 83/12; nell'ambito di tale deliberazione, è stato rimandato al procedimento di revisione dei criteri tariffari per il 6PRT le valutazioni sull'introduzione di ulteriori misure di flessibilità attraverso la previsione di conferimenti infrannuali;

d) con deliberazione 29 settembre 2022, 462/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 462/2022/R/COM), in sede di aggiornamento, dall'1 ottobre 2022, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas, l'Autorità ha confermato l'orientamento prospettato nel DCO 213/2022/R/GAS in materia di riduzione dell'intervallo temporale tra l'esazione del gettito delle componenti aggiuntive del servizio di trasporto del gas naturale - incluso il corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi  $CV_{FC}$  - e il corrispondente versamento a Cassa, modificando la RTTG a decorrere dall'1 gennaio 2023 al fine di prevedere che il gettito di tali componenti sia versato, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la relativa fatturazione, a decorrere dal 1 gennaio 2023.

- 1.9 Nel presente documento per la consultazione l'Autorità espone i propri orientamenti finali in materia di criteri di determinazione dei ricavi di riferimento, nonché in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 6PRT. Tali criteri saranno integrati con le modalità di determinazione del ricavo ammesso dei gestori, in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.
- 1.10 In considerazione delle norme di cui al Codice TAR recanti specifiche prescrizioni alle autorità nazionali di regolamentazione sul processo di consultazione (articoli 26 e 28), nonché delle norme afferenti all'analisi da parte dell'*Agency for the Coordination of Energy Regulators - ACER* (articolo 27), risulta necessario garantire l'adozione del provvedimento finale recante i criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale non oltre i primi giorni di aprile 2023 (con efficacia dall'anno 2024), e la pubblicazione delle informazioni sui livelli tariffari per il 2024 di cui agli articoli 29 e 30 del Codice TAR entro il 31 maggio 2023.
- 1.11 In merito alle tempistiche per l'adozione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, si conferma quanto contenuto nella Tabella 1 del DCO 213/2022/R/GAS. Parimenti, si rimanda integralmente a tale DCO per una descrizione degli obiettivi dell'intervento dell'Autorità, e per una dettagliata disamina del quadro regolatorio e legislativo, nonché delle condizioni e delle prospettive del mercato.
- 1.12 Gli orientamenti espressi nel presente documento per la consultazione tengono conto delle osservazioni ricevute ai precedenti documenti di consultazione nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 617/2021/R/GAS. In considerazione dell'ampiezza e della complessità dei temi trattati, nel presente documento si provvederà a motivare in modo più approfondito soltanto i temi più dibattuti nelle precedenti fasi di consultazione. L'analisi dei temi collegati

all'approccio ROSS è invece rimandata alle ulteriori fasi di approfondimento e consultazione previste nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

- 1.13 Per approfondimenti sugli orientamenti formulati dall'Autorità nelle precedenti consultazioni, richiamati nel presente documento solo laddove indispensabile, si rimanda integralmente ai documenti sopracitati. Allo stesso modo, per approfondimenti sulle risposte dei soggetti che hanno partecipato alle precedenti consultazioni si rimanda alle osservazioni pubblicate sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

## 2. Struttura del documento

- 2.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende:
- la Parte II, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in materia di criteri di determinazione dei ricavi di riferimento per i corrispettivi;
  - la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto;
  - la Parte IV, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto;
  - la Parte V, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in merito ai meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi;
  - la Parte VI, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in merito alle componenti tariffarie aggiuntive.
- 2.2 In Appendice al presente documento di consultazione sono inoltre pubblicati:
- in lingua inglese, un *executive summary* e il *template* messo a disposizione dall'ACER con gli obblighi di consultazione di cui al Codice TAR, al fine di agevolare le valutazioni che ACER deve rendere ai sensi dell'articolo 27 del Codice TAR sugli orientamenti espressi;
  - il documento contenente i dati e le informazioni richieste ai sensi del Codice TAR, incluse le simulazioni sul livello dei ricavi e dei corrispettivi per l'anno 2024.
- 2.3 L'Autorità provvederà a rendere disponibile una versione in lingua inglese del presente documento sul proprio sito internet. L'impresa maggiore di trasporto sarà incaricata di rendere disponibile il modello tariffario semplificato, in una specifica sezione dedicata alla consultazione degli *stakeholder* in materia di criteri di regolazione e livelli tariffari per il 6PRT.

## **PARTE II**

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

#### **3. Premessa**

- 3.1 Nella presente parte sono trattati gli orientamenti finali dell’Autorità in materia di criteri di determinazione dei ricavi di riferimento per i corrispettivi del servizio di trasporto e misura sulla rete di trasporto, in particolare in merito a:
- a) durata del periodo di regolazione;
  - b) articolazione dei ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi;
  - c) modalità di raccordo per la transizione verso criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (c.d. ROSS) e *decoupling* tra i ricavi di riferimento rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e ricavi ammessi di ciascun gestore;
  - d) criteri di incentivazione ed efficienza;
  - e) trattamento delle partite di ricavo escluse dall’applicazione della metodologia ROSS (costi relativi al sistema di *Emission Trading*, costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato, GNC, costi per il servizio di bilanciamento operativo).

#### **4. Decorrenza e durata del periodo di regolazione**

- 4.1 In relazione alla decorrenza e alla durata del nuovo periodo di regolazione, nel DCO 213/2022/R/GAS l’Autorità ha proposto di confermare una durata pari a 4 anni, decorrenti dal 1° gennaio 2024, prevedendo che eventuali modifiche della durata del nuovo periodo regolatorio siano considerate anche in coordinamento con il procedimento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria secondo l’approccio *ROSS-base*.
- 4.2 Nell’ambito della consultazione un operatore ha proposto una durata del periodo di regolazione pari a 5 anni, coerente con le durate tipiche dei piani societari dei principali operatori che verrebbero utilizzati nella regolazione di tipo ROSS (integrale).
- 4.3 L’Autorità condivide che l’estensione della durata del periodo di regolazione a 5 anni sia un’opzione possibile (durata massima possibile ai sensi del Codice TAR<sup>1</sup>). Tuttavia, in un’ottica di transizione verso il modello *ROSS-integrale*, anche in considerazione del fatto che non è stata ancora assunta la decisione finale sull’orizzonte temporale dei *business plan*, si ritiene opportuno confermare l’orientamento di definire la durata del periodo di regolazione pari a 4 anni (dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2027), in continuità con l’attuale durata del

---

<sup>1</sup> L’articolo 27, paragrafo 5, del Codice TAR dispone che la procedura di consultazione finale (articolo 26) e la conseguente decisione dell’autorità nazionale di regolamentazione (articolo 27, paragrafo 4) deve essere ripetuta almeno ogni cinque anni.

periodo regolatorio e in linea con la regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica. Eventuali esigenze di revisione della durata del periodo regolatorio, anche nell'ottica di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria e sincronizzazione con le tempistiche del periodo regolatorio del WACC (c.d. PWACC, cfr. capitolo 15 del DCO 615/2021/R/COM), potranno essere valutate in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

*S 1.Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.*

## **5. Articolazione dei ricavi di riferimento**

- 5.1 L'Autorità intende confermare che per il 6PRT i ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari del servizio di trasporto siano articolati secondo le medesime quote di ricavo attualmente previste nel 5PRT, ossia delle quote a copertura di:
- a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto;
  - b) ammortamenti economico - tecnici;
  - c) costi operativi;
  - d) incentivi riconosciuti nei precedenti periodi di regolazione come maggiorazione della remunerazione del capitale, nonché nuovi meccanismi di incentivazione;
  - e) costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al GNC;
  - f) costi relativi al sistema di *Emission Trading*;
  - g) costi relativi al servizio di bilanciamento orario del sistema.

## **6. Raccordo con metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi**

- 6.1 I criteri di determinazione dei ricavi ammessi delle imprese di trasporto, sia in relazione alla spesa futura, gestita mediante l'approccio ROSS, sia in relazione al capitale investito esistente al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di passaggio all'approccio ROSS, saranno definiti in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM, che prevede, tra l'altro, l'ipotesi di allineare i criteri di riconoscimento dei costi tra i diversi servizi infrastrutturali energetici (cfr. Parte IV del DCO 317/2022/R/COM).
- 6.2 Successivamente alla pubblicazione della deliberazione contenente i criteri generali di regolazione tariffaria secondo il modello *ROSS-base*, prevista entro il mese di dicembre 2022, l'Autorità intende esporre in un ulteriore documento per la consultazione i criteri applicativi per il servizio di trasporto.
- 6.3 Nel presente documento per la consultazione sono rappresentati gli orientamenti per la determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti ai soli fini della definizione dei corrispettivi di trasporto per il primo anno del nuovo periodo di regolazione.

### **Elementi di raccordo con la metodologia ROSS**

- 6.4 L’Autorità, coerentemente con quanto prospettato nel DCO 317/2022/R/COM, intende confermare gli elementi di raccordo proposti nel DCO 213/2022/R/GAS, che consentono l’applicazione dei criteri ROSS alla spesa sostenuta a partire dal primo anno di competenza del 6PRT, ossia dal 2024. La maggior parte delle osservazioni pervenute in merito agli elementi di raccordo proposti nel DCO 213/2022/R/GAS riguardano, infatti, aspetti applicativi della metodologia ROSS non trattati nel presente procedimento (per esempio, gli incentivi all’efficienza, la determinazione del tasso di capitalizzazione, criteri di determinazione degli ammortamenti) e/o che afferiscono agli ambiti di allineamento dei criteri di regolazione tra servizi infrastrutturali energetici; tali aspetti saranno trattati nel procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM e, di conseguenza, non vengono affrontati nel presente documento per la consultazione.
- 6.5 Ai fini del raccordo, si conferma la proposta secondo cui:
- a) i ricavi per la determinazione delle tariffe di trasporto siano determinati secondo il principio del c.d. *tariff decoupling* (cfr. punti 22.19 e ss. del DCO 317/2022/R/COM) tra:
    - i. i ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari dell’anno  $t$ , determinati sulla base delle informazioni disponibili nell’anno  $t-1$ ;
    - ii. il ricavo ammesso, determinato secondo l’approccio ROSS, che tiene inoltre conto, *ex post* (ossia una volta noti i costi effettivi), degli scostamenti tra *baseline* della spesa totale e spesa totale effettiva e degli incentivi all’efficienza;
  - b) l’anno 2024 sia il primo anno di applicazione della metodologia ROSS;
  - c) i ricavi di riferimento rilevanti ai soli fini della determinazione dei corrispettivi per l’anno 2024 includano:
    - i. i costi di capitale riferiti agli incrementi patrimoniali realizzati fino all’anno 2023 (c.d. *legacy*), determinati secondo i criteri vigenti nel 5PRT e tenendo conto degli orientamenti in materia di trattamento dello *stock* di capitale esistente alla data di avvio del ROSS (cfr. punti 22.10 e ss. del DCO 317/2022/R/COM) e dell’esito del procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM;
    - ii. la remunerazione dei lavori in corso, secondo quanto prospettato al punto 6.10 e seguenti;
    - iii. i costi operativi riconosciuti, secondo quanto prospettato al punto 6.17 e seguenti;
  - d) gli incentivi all’efficienza derivanti dal confronto tra la *baseline* della spesa e la spesa totale effettiva, secondo i meccanismi dell’approccio ROSS che saranno definiti in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM, rileveranno ai fini della determinazione del ricavo ammesso di ciascun gestore.

*S 2.Osservazioni in merito al raccordo con i criteri ROSS.*

**Criteri di determinazione dei costi di capitale**

**Criteri generali**

- 6.6 Come già prospettato nel DCO 213/2022/R/GAS, ai soli fini della determinazione del ricavo di riferimento per le tariffe di trasporto 2024 si considerano gli incrementi patrimoniali fino all'anno 2023, confermando gli attuali criteri di determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto di cui all'articolo 4 della RTTG in vigore nel 5PRT. In particolare, si conferma che il riconoscimento del valore delle immobilizzazioni avviene sulla base del principio del costo storico rivalutato, con applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema, realizzati secondo criteri di economicità e siano inclusi nel Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto senza aver ricevuto una valutazione negativa.
- 6.7 Si intendono inoltre confermate le previsioni relative alle poste rettificative e al trattamento incentivante dei contributi, prevedendo tuttavia, in relazione a questi ultimi, un unico trattamento incentivante. In particolare, ai fini del calcolo degli ammortamenti, il valore dei contributi pubblici in conto capitale percepiti nel periodo di regolazione a copertura dei costi infrastrutturali non è portato in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo afferente al cespite "Metanodotti" per un periodo pari a 5 anni dall'ottenimento del contributo (e comunque fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del contributo percepito in caso di attribuzione ad altra categoria di cespite).
- 6.8 Il tasso di remunerazione reale pre-tasse del capitale investito netto riconosciuto è determinato e aggiornato secondo i criteri di cui al TIWACC 2022-2027 (Allegato A alla deliberazione 614/2021/R/COM); per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2013 ed entro il 31 dicembre 2016, si conferma la previsione secondo cui il valore del tasso di remunerazione è incrementato dell'1%.
- 6.9 Le modalità di determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto ai fini della determinazione del ricavo ammesso dei gestori del servizio di trasporto saranno definite in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

**Trattamento delle immobilizzazioni in corso**

- 6.10 Nel DCO 213/2022/R/GAS, l'Autorità ha prospettato l'introduzione di un criterio di remunerazione delle immobilizzazioni in corso decrescente in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo *spending*, sulla base dei criteri di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso già vigenti per la trasmissione elettrica. Le imprese di trasporto, in esito alla consultazione, hanno suggerito di incrementare il livello di remunerazione riconosciuto, e di aumentare la profondità temporale rispetto a quanto proposto dall'Autorità e di applicare il nuovo criterio solo per le nuove immobilizzazioni. Nell'ambito della

consultazione un operatore ha inoltre proposto di prevedere la possibilità di recuperare i costi associati alle dismissioni di lavori in corso.

- 6.11 Per quanto riguarda il trattamento delle immobilizzazioni in corso, ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024, l'Autorità intende confermare gli orientamenti proposti, prevedendo che, alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2023, si applichino i tassi di remunerazione differenziati come segue:
- a) per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni 2022 e 2023, applicando un tasso pari al valore del WACC determinato in coerenza con il TIWACC 2022-2027, ma assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4;
  - b) per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni 2020 e 2021, applicando un tasso posto pari al valore del parametro  $Kd^{real}$  di cui al comma 3.7 del TIWACC 2022-2027;
  - c) per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni precedenti al 2020, applicando un tasso di remunerazione pari a zero.
- 6.12 In termini generali, l'Autorità non ritiene opportuno introdurre forme di copertura automatica dei costi associati alle dismissioni di lavori in corso: la finalità degli interventi di regolazione, incluso quello relativo al livello decrescente di remunerazione dei lavori in corso in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo *spending* (cfr. punto 6.11), è infatti quella di responsabilizzare maggiormente gli operatori del trasporto rispetto all'individuazione dei progetti da sviluppare e di fornire adeguati incentivi alla messa in esercizio degli investimenti in tempi rapidi. L'Autorità, tuttavia, riconosce che vi possano essere casi specifici in cui valutare un eventuale riconoscimento di tali dismissioni; ciò rileva in particolare nei casi dei costi sostenuti per la redazione di analisi e studi preliminari su progetti, comunque inclusi nei Piani e non oggetto di valutazioni critiche da parte dell'Autorità, i quali poi non vengono realizzati per cause non dipendenti dall'impresa di trasporto. A tal proposito, l'Autorità intende prevedere che le imprese di trasporto possano presentare, nell'ambito della presentazione delle proposte tariffarie, istanza per il riconoscimento di tali costi, motivando adeguatamente le cause che hanno comportato la dismissione.
- 6.13 Il trattamento delle immobilizzazioni in corso ai fini della determinazione del ricavo ammesso dei gestori e dei livelli tariffari per gli anni successivi al 2024 sarà disciplinato nell'ambito della metodologia ROSS, tenendo conto degli orientamenti espressi nel DCO 317/2022/R/COM (cfr. capitolo 16) e dell'esito del procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

#### Ammortamenti e vite utili regolatorie

- 6.14 Ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024, l'Autorità intende confermare, nella sostanza, gli attuali criteri di determinazione degli ammortamenti economico-tecnici, sulla base della durata convenzionale tariffaria per ciascuna tipologia di cespiti come riportata nella Tabella 1.

**Tabella 1: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti**

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)
Fabbricati	40
Metanodotti (condotte e derivazioni)	50
Centrali di compressione	20
Impianti di regolazione e riduzione della pressione	20
Misuratori	20
Misuratori clienti finali	20
Sistemi informativi	5
Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Immobilizzazioni immateriali	5
Terreni	-

- 6.15 In esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM potranno essere valutate eventuali esigenze di revisione delle vite utili regolatorie, anche nell'ottica di allineamento dei criteri di regolazione (cfr. punti 22.29 e 22.30 del DCO 317/2022/R/COM).
- 6.16 L'Autorità intende comunque confermare, secondo quanto descritto nel DCO 336/2022/R/GAS, (i) l'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, e (ii) l'introduzione di uno specifico cespite, con vita utile regolatoria inferiore a quella del cespite metanodotti, dedicato ai costi di manutenzione straordinaria esclusivamente finalizzati al mantenimento in esercizio del metanodotto, che non ne comportino la sostituzione, anche parziale (nei limiti di una soglia prefissata), da ammortizzare in 15-20 anni. Gli orientamenti dell'Autorità su tali temi saranno espressi in uno specifico documento per la consultazione, in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

*S 3. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale per la determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti per le tariffe 2024.*

**Criteria di determinazione della baseline di costo operativo**

- 6.17 Per la determinazione del costo operativo rilevante ai soli fini dei ricavi di riferimento per l'anno 2024, l'Autorità conferma l'intenzione di considerare i costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto e, eventualmente, uno *sharing* delle maggiori/minori efficienze realizzate nel corso del 5PRT come anche prospettato nel DCO 317/2022/R/COM (cfr. punto 22.8), sulla base dell'esito del procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.
- 6.18 I costi operativi effettivi comprendono i costi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2021 e attribuiti al servizio di trasporto, e sono determinati, nei limiti di quanto stabilito alla lettera c) del successivo punto 6.19, sulla base dei

conti annuali separati predisposti ai sensi del Testo Integrato dell'Unbundling Contabile (Allegato A alla deliberazione 137/2016/R/COM, TIUC), al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi per vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati.

6.19 L'Autorità conferma inoltre che:

- a) qualora si riscontrasse un incremento anomalo di una specifica voce di costo sostenuta nel 2021 rispetto a quella sostenuta negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificato dall'impresa di trasporto, i costi operativi effettivi sono determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2019-2021;
- b) il confronto *ex post* tra *baseline* della spesa (come definita in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM) e spesa effettiva relativa al 2024, rilevante ai fini della determinazione del ricavo ammesso, terrà conto di eventuali costi emergenti, non prevedibili al momento della definizione della *baseline* o derivanti da situazioni straordinarie;
- c) dal computo dei costi operativi effettivi sono escluse le voci di costo riconducibili al perimetro dei costi operativi non riconoscibili (cfr. punto 22.22 e ss. del DCO 317/2022/R/COM) definito in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM, nonché delle voci di costo specifiche per il servizio di trasporto di cui al comma 7.4 della RTTG in vigore per il 5PRT.

6.20 Le modalità di determinazione e aggiornamento della *baseline* di costo operativo per gli anni successivi al 2024 saranno definite in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

*S 4. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi operativi per la determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024.*

## **7. Criteri di incentivazione ed efficienza**

### **Incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto**

7.1 L'Autorità intende confermare la proposta di non applicare, nel 6PRT, criteri di incentivazione basati sulle maggiorazioni del tasso di remunerazione, fatta salva la garanzia di riconoscimento della remunerazione addizionale per gli investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione, ai sensi delle rispettive deliberazioni dell'Autorità n. 166/05, ARG/gas 184/09, 575/2017/R/GAS e 114/2019/R/GAS.

### **Incentivo per il mantenimento in esercizio di reti ammortizzate**

7.2 Nel DCO 336/2022/R/GAS, a cui si rimanda, l'Autorità ha confermato l'introduzione di un incentivo al mantenimento in esercizio di metanodotti completamente ammortizzati tariffariamente, prospettando, tra l'altro, che il livello dell'incentivo possa essere periodicamente aggiornato, specialmente nei

casi in cui si riscontrassero, sul cespite oggetto di incentivazione, significativi investimenti per il mantenimento in esercizio effettuati nel corso del periodo di incentivazione.

- 7.3 L'Autorità intende ribadire l'opportunità di una revisione periodica, con una frequenza in linea con le evidenze del possibile prolungamento medio della vita utile oggi riscontrabili, ossia dopo 5 anni.
- 7.4 I criteri di incentivazione per il mantenimento in esercizio di reti ammortizzate tariffariamente, tenendo conto degli orientamenti finora consultati e degli esiti delle consultazioni, potranno essere oggetto di uno specifico provvedimento, che ne disciplini la decorrenza dal 2023.

*S 5.Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione ed efficientamento della rete di trasporto.*

## 8. Costi relativi al sistema di *Emission Trading*

- 8.1 Nel DCO 213/2022/R/GAS, l'Autorità ha prospettato il mantenimento dei criteri in vigore nel 5PRT che prevedono, attraverso specifici meccanismi di conguaglio sui livelli tariffari dell'anno  $t+2$ , il riconoscimento di un quantitativo di titoli ETS determinato in funzione del gas utilizzato per il funzionamento delle centrali di compressione (al netto delle quote eventualmente ottenute a titolo gratuito), valorizzato sulla base dei prezzi medi dei titoli registrati a consuntivo. L'Autorità ha inoltre prospettato l'opportunità di indurre le imprese di trasporto a limitare quanto più possibile le emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera, attraverso l'adozione, nella cornice del ROSS integrale, di un sentiero virtuoso di riduzione delle emissioni, individuato dal gestore della rete di trasporto e proposto nell'ambito del *business plan*.
- 8.2 Le osservazioni pervenute alla consultazione concordano in generale su tale opportunità, sottolineando l'esigenza di rimandare le azioni necessarie all'entrata in vigore dell'approccio ROSS.
- 8.3 L'Autorità intende confermare per il 6PRT il criterio di riconoscimento delle quote ETS attualmente in vigore, prevedendo tuttavia che il conguaglio della differenza tra i ricavi effettivi dal corrispettivo pro-forma  $CV_{ETS}$  (cfr. paragrafo 16.7) e i costi effettivamente riconosciuti rideterminati per tenere conto del gas effettivamente utilizzato per il funzionamento delle centrali di compressione sia regolato con Cassa nell'anno  $t+1$  (cfr. Capitolo 22).
- 8.4 L'Autorità intende inoltre prevedere che il gestore della rete di trasporto definisca un sentiero virtuoso di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di gas metano in atmosfera, rappresentando le azioni e gli investimenti necessari in una specifica sezione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di cui all'articolo 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Ciò anche in coerenza con l'obiettivo OS6 del Quadro Strategico 2022-2025, che prevede di orientare la regolazione verso gli obiettivi di sostenibilità sociale, economica e ambientale.

- 8.5 Inoltre, nell'ambito dell'approccio ROSS integrale e della condivisione del *business plan*, potrebbe essere predisposto, all'inizio del periodo regolatorio, un Piano di sostenibilità ambientale che individui gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e le relative azioni, cui associare un meccanismo di premi/penalità (fermo restando il meccanismo di riconoscimento delle perdite di rete di cui al successivo Capitolo); ciò tenendo anche conto di quanto prospettato dall'Autorità nel DCO 336/2022/R/GAS in materia incentivazione al funzionamento delle centrali di compressione *dual fuel* e ai benefici che l'utilizzo di tali centrali comporta rispetto alla riduzione degli autoconsumi di gas e alle conseguenti necessità di utilizzo di titoli ETS.
- 8.6 In particolare, un modello efficace potrebbe essere simile a quanto adottato nel RII02 inglese, in cui è previsto che le imprese presentino, nell'anno *t*, un *Environmental Action Plan* (EAP), contenente un piano di azioni per la riduzione delle emissioni e dell'impatto ambientale della rete, con l'obiettivo di ridurre a zero le emissioni. Annualmente, le imprese presentano poi una rendicontazione dedicata (cd. *Annual Environmental Report*, AER) in cui vengono presentati i progressi fatti rispetto all'EAP presentato e gli sforzi intrapresi per ridurre l'impatto ambientale delle reti.

*S 6. Osservazioni in merito al trattamento dei costi relativi al sistema di Emission Trading e alla previsione di un Piano di sostenibilità ambientale.*

## 9. Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato

- 9.1 Nel DCO 213/2022/R/GAS l'Autorità ha prospettato una semplificazione delle modalità applicative di riconoscimento dei costi relativi a autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato (GNC), nonché dei meccanismi di efficientamento, ove applicabili. In particolare, l'Autorità ha prospettato:
- la conferma dell'approccio che prevede che le imprese di trasporto, tramite il Responsabile del Bilanciamento (RdB), approvvigionino i quantitativi di gas necessari alla copertura di autoconsumi, perdite di rete e GNC nell'ambito del mercato centralizzato del gas naturale;
  - una semplificazione delle modalità amministrative di gestione dei suddetti meccanismi di riconoscimento dei suddetti costi alle imprese, con:
    - il versamento mensile alla Cassa dell'intero gettito tariffario;
    - la copertura mensile da Cassa dei costi effettivamente sostenuti dal RdB, con applicazione *ex post*, ove previsti, dei meccanismi di incentivazione (in particolare per perdite e GNC);
  - l'opportunità di valutare eventuali esigenze di revisione dei fattori di emissione, tenendo conto degli esiti delle campagne di misura effettuate dall'impresa maggiore di trasporto;
  - l'opportunità di assicurare una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto ai rischi di oscillazione del GNC;

- e) l'opportunità di applicare un unico meccanismo di incentivazione alla riduzione delle perdite, sia fisiche che contabili (GNC), in ragione della stretta interdipendenza tra i due parametri.
- 9.2 Dalla consultazione è emersa una generale condivisione degli orientamenti prospettati, con particolar riferimento alla maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio GNC. Di contro, le imprese di trasporto, e l'impresa maggiore in particolare, hanno espresso contrarietà sulla maggiore compartecipazione al rischio GNC e sull'introduzione di un unico meccanismo incentivante per perdite fisiche e contabili, ed hanno inoltre richiesto che:
- siano considerati come costi passanti i costi relativi agli autoconsumi elettrici delle centrali di compressione elettriche o *dual fuel*;
  - anche per le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore siano gestite mensilmente le partite economiche relative ad autoconsumi, perdite e GNC.
- 9.3 Si riportano di seguito gli orientamenti finali dell'Autorità per il 6PRT, che confermano nella sostanza quanto prospettato nel DCO 213/2022/R/GAS, articolati secondo i seguenti temi:
- quantitativi di gas riconosciuti a copertura di autoconsumi, perdite e GNC;
  - criteri di valorizzazione tariffaria di autoconsumi, perdite e GNC;
  - meccanismo di copertura dei rischi prezzo e quantità;
  - meccanismi di conguaglio ed efficientamento.

### **Quantitativi di gas riconosciuti a copertura di autoconsumi, perdite e GNC**

#### Autoconsumi

- 9.4 L'Autorità, come prospettato nel DCO 213/2022/R/GAS, intende confermare l'attuale disciplina, che prevede una stima *ex ante* (ai fini della determinazione delle tariffe), da parte delle imprese di trasporto, dei quantitativi di gas necessari alla copertura degli autoconsumi.
- 9.5 Con riferimento ai consumi di energia elettrica per il funzionamento di centrali di compressione elettriche o *dual fuel*, si ritiene che i relativi costi possano trovare copertura nell'ambito del corrispettivo variabile a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, come prospettato nel punto 5.12, lettera b), del DCO 336/2022/R/GAS, che, sulla base dei meccanismi prospettati, è versato integralmente a Cassa. Come per gli autoconsumi di gas, le imprese di trasporto determinano *ex ante* i quantitativi di elettricità necessari al funzionamento delle centrali di compressione elettriche.

#### Perdite di rete

- 9.6 L'Autorità intende confermare la determinazione del livello di perdite riconosciuto attraverso l'applicazione di fattori di emissione efficienti per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, dando seguito all'orientamento del DCO 213/2022/R/GAS di procedere ad una revisione dei fattori di emissione con l'obiettivo di incentivare ulteriormente la riduzione delle emissioni di metano in atmosfera.

- 9.7 Sulla base dei dati e delle informazioni raccolte nell'ambito del procedimento, si riscontra un impegno delle imprese di trasporto verso l'adozione di azioni per il contenimento delle emissioni, quali a titolo esemplificativo la sostituzione valvole, programmi di *Leak Detection and Repair* - LDAR, la sostituzione di strumentazione pneumatica a gas con strumentazione attuata ad aria e/o elettroidraulica, l'adozione di sistemi di ricompressione del gas in occasione di lavori sulla rete. I fattori di emissione riportati dall'impresa maggiore di trasporto "sulla base delle perdite attuali come riscontrate in esito agli interventi di riduzione" si discostano, in alcuni casi in modo significativo, dai fattori di emissione oggi vigenti ai fini regolatori; complessivamente, dall'applicazione di tali fattori di emissione effettivi alla consistenza impiantistica della rete di trasporto si otterrebbe un valore di perdite riconosciuto significativamente inferiore rispetto a quello approvato sulla base dei fattori di emissione stabiliti dall'Autorità.
- 9.8 Rispetto alla metodologia adottata, l'impresa maggiore di trasporto rileva che:
- le emissioni fuggitive e pneumatiche di gas naturale sono stimate come il prodotto tra fattori di emissione<sup>2</sup> (emissione media di gas naturale dispersa in atmosfera dal singolo elemento costituente il sistema gas, oppure dalla singola operazione verificatasi) e fattori di attività (consistenza numerica di un particolare elemento costituente il sistema gas, oppure la frequenza con cui viene effettuata una certa operazione).
  - le emissioni da ventato e da incombusti vengono quantificate fondamentalmente mediante calcoli ingegneristici.
- 9.9 Tenendo conto di tali evidenze, l'Autorità è intenzionata a riallineare il valore delle perdite riconosciute ai fini regolatori rispetto a quello risultante dalle evidenze più recenti, trasferendo agli utenti del servizio le maggiori efficienze realizzate dalle imprese di trasporto attraverso le azioni adottate per la riduzione delle emissioni (cfr. Tabella 2). In particolare:
- per gli elementi di rete con pressione maggiore di 12 bar, si ritiene opportuno utilizzare i valori come risultanti dalle campagne di misura effettuate da Snam Rete Gas; a tal proposito, si rileva come i fattori emissivi comunicati risultino significativamente ridotti rispetto a quelli in vigore nel 5PRT, ad eccezione di quello associato ai metanodotti il cui valore era stato determinato, nel 2013, sulla base di dati di letteratura, mentre ora è stimato sulla base di misure effettuate in campo;
  - per gli elementi di rete con pressione inferiore a 12 bar, si ritiene opportuno confermare – in continuità con i periodi regolatori precedenti – l'adozione di un approccio semplificato che prevede un criterio di valorizzazione dei fattori emissivi di un ordine di grandezza inferiore rispetto a quelli per gli elementi di rete con pressione maggiore di 12 bar.

---

<sup>2</sup> Per quanto concerne le emissioni fuggitive il fattore di emissione è associato alla specifica tipologia di elemento, mentre per le emissioni pneumatiche sono considerati anche modello e azienda produttrice dell'elemento.

**Tabella 2: Fattori di emissione**

	Fattore di emissione		Unità di misura
	P<12 bar	P>12 bar	
<b>Emissioni Fuggitive</b>			
Pipeline	4,3	43	Smc/km/a
Nodi	-	12.050	Smc/sorgente/a
Stazioni PIG	-	3.382	Smc/sorgente/a
Stazione R&R <sup>1</sup>	-	6.156	Smc/sorgente/a
Centrali di compressione	-	1.425	Smc/MW/a
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) <sup>1,2</sup>	102,8	1.028	Smc/sorgente/a
<b>Emissioni Pneumatiche</b>			
Rete (valvole ad azionamento pneumatico)	13,6	136	Smc/sorgente/a
Stazioni R&R	-	8.053	Smc/sorgente/a
Centrali di compressione	-	390	Smc/MW/a
Impianto per la misura della composizione gas	157,0	1.570	Smc/sorgente/a
<b>Emissioni da Ventato</b>			
Rete, R&R e REMI	11,9	119	Smc/km/a
Centrali	-	1.148	Smc/MW/a

<sup>1</sup> Nel caso di sistemi di regolazione e riduzione (R&R) e di regolazione e misura (REMI) la pressione da considerare è quella in ingresso all'impianto.

<sup>2</sup> Il valore indicato si riferisce alla parte di impianto interna al perimetro della rete: nel caso dei punti di riconsegna la parte "a monte" del misuratore, per punti di immissione la parte di impianto "a valle" del misuratore".

9.10 In materia di obiettivi di contenimento delle emissioni di metano potranno incidere eventuali obblighi derivanti dalla futura normativa europea; la proposta di Regolamento formulata dalla Commissione Europea in data 15 dicembre 2021 prevede, tra l'altro, un nuovo quadro giuridico dell'Unione per garantire norme più rigorose in materia di misurazione, verifica e comunicazione delle emissioni di metano, che prospettano impegni rilevanti da parte delle imprese regolate verso la misurazione delle perdite (rispetto ai quali è opportuno un attento contenimento tra i costi e le ricadute in termini di benefici per il sistema). I costi di tali impegni, secondo quanto indicato nella medesima proposta, dovranno essere riconosciuti dalle Autorità di regolazione nella misura in cui corrispondenti a quelli di un operatore efficiente e strutturalmente comparabile. Al riguardo, si ritiene inoltre opportuno che gli esiti delle attività delle imprese di trasporto in relazione alla misurazione delle perdite possano essere utilizzati anche ai fini di ulteriori revisioni dei fattori di emissione efficienti.

#### Gas non contabilizzato

9.11 Con riferimento alle perdite contabili (GNC), l'Autorità è intenzionata a confermare il criterio di determinazione del quantitativo riconosciuto in vigore nel 5PRT, pari alla media dei quantitativi di GNC registrati negli ultimi quattro anni disponibili.

### **Criteria di valorizzazione tariffaria di autoconsumi, perdite e GNC**

- 9.12 Per quanto riguarda la valorizzazione *ex ante* dei quantitativi riconosciuti a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, l’Autorità è intenzionata a confermare il criterio di valorizzazione *ex ante* sulla base delle quotazioni disponibili dei prodotti a termine con consegna al PSV nell’anno tariffario, tenendo conto del profilo temporale con cui tali risorse si rendono necessarie.
- 9.13 Con riferimento ai quantitativi di elettricità necessari al funzionamento delle centrali di compressione elettriche, analogamente al criterio previsto per gli autoconsumi di gas, si ritiene che possa opportuno prevedere una valorizzazione sulla base delle quotazioni disponibili dei prodotti di energia elettrica a termine nell’anno tariffario.

### **Meccanismi di copertura dei rischi prezzo e quantità**

- 9.14 L’Autorità intende confermare quanto prospettato nel DCO 213/2022/R/GAS in merito all’opportunità di procedere ad una semplificazione dei meccanismi di copertura dei rischi prezzo e quantità oggi vigenti (operanti in parte ai sensi della regolazione tariffaria, in parte attraverso il meccanismo di neutralità della disciplina del bilanciamento), attraverso il riconoscimento al RdB dei costi effettivamente sostenuti in corso d’anno e l’applicazione *ex post* di meccanismi di conguaglio ed incentivazione all’efficienza.
- 9.15 In particolare, si confermano i seguenti orientamenti:
- a) definizione di un corrispettivo unitario variabile pro-forma  $CV_{APG}$ , quota parte del corrispettivo  $CV_U$ , determinato come rapporto tra la valorizzazione *ex ante* dei quantitativi di gas riconosciuti a copertura di autoconsumi, perdite di rete e GNC, e i volumi di riferimento per la determinazione del corrispettivo  $CV_U$  (cfr. anche paragrafo 16.7);
  - b) versamento mensile alla Cassa (sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas di cui all’articolo 8 del TIB), da parte delle imprese di trasporto, della quota-parte di gettito derivante dall’applicazione del corrispettivo  $CV_U$  determinata come prodotto tra il corrispettivo pro-forma  $CV_{APG}$  e i volumi riconsegnati ai punti di uscita della rete di trasporto;
  - c) copertura, nell’ambito dei meccanismi di neutralità di cui al comma 8.6 del TIB opportunamente modificati, dell’intero costo sostenuto dal RdB per l’approvvigionamento dei volumi di gas necessari per la copertura di autoconsumi, perdite e GNC (e non soltanto, come avviene attualmente, la differenza tra il prezzo di acquisto e il prezzo stabilito *ex-ante*);
  - d) applicazione, nell’anno  $t+1$  con riferimento all’anno  $t$ , dei meccanismi di conguaglio e incentivazione dell’efficienza, attraverso compensazioni con la Cassa che avvengono contestualmente alle compensazioni derivanti dagli altri meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi.
- 9.16 Il quadro sopra delineato presuppone, oltre ad una modifica del meccanismo di neutralità di cui al TIB, anche una differente applicazione degli accordi di bilanciamento operativo (c.d. OBA). Nel nuovo disegno, infatti, tutte le imprese

di trasporto verserebbero a Cassa il gettito pro-forma a copertura dei costi di autoconsumi, perdite e GNC; di conseguenza:

- a) le imprese diverse dalla maggiore non sarebbero più tenute a corrispondere al / ricevere dal RdB, entro i limiti previsti dal conto di bilanciamento definiti negli accordi di cui al comma 4.2 del TIB, risorse per la copertura dei costi di approvvigionamento di autoconsumi, perdite e GNC;
  - b) l'impresa maggiore otterrebbe da Cassa anche le risorse a copertura del costo per l'approvvigionamento di autoconsumi, perdite e GNC di competenza delle altre imprese di trasporto (le quali, pertanto, in corso d'anno non sosterebbero costi e non tratterrebbero gettito in relazione ad autoconsumi, perdite e GNC).
- 9.17 Con riferimento ai costi di energia elettrica per il funzionamento delle centrali di compressione elettriche, si ritiene che debba essere garantita all'impresa di trasporto la copertura dei rischi prezzo e quantità. In particolare, si ritiene opportuno che la Cassa provveda mensilmente a compensare la differenza tra:
- a) gli eventuali ricavi derivanti dall'offerta di servizi di bilanciamento della rete elettrica, che il gestore è tenuto a retrocedere al sistema ai sensi del meccanismo incentivante di cui al DCO 336/2022/R/GAS (cfr. punto 5.13);
  - b) i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria al funzionamento delle centrali di compressione elettriche.

### **Meccanismi di conguaglio e incentivazione dell'efficienza**

- 9.18 Il quadro sopra delineato consente di riconoscere al RdB, in corso d'anno, i costi effettivamente sostenuti per l'approvvigionamento di autoconsumi, perdite e GNC, anche per conto delle altre imprese di trasporto. È pertanto necessario prevedere, con riferimento ai costi in relazione ai quali non si ritiene opportuno garantire alle imprese di trasporto un riconoscimento di costi a piè di lista (e cioè, in continuità con l'attuale quadro regolatorio, costi relativi a perdite e GNC), specifici meccanismi di conguaglio che trasferiscano a ciascun trasportatore segnali economici che forniscano stimoli all'adozione di azioni per l'efficientamento di tali costi.
- 9.19 Per quanto riguarda gli autoconsumi (sia di gas sia elettrici), si ritiene che il quadro regolatorio debba garantire una totale copertura dei costi sostenuti, in continuità con la regolazione vigente; ciò in quanto tale voce di costo è in larga misura indipendente rispetto alle scelte delle imprese di trasporto, essendo riconducibile agli assetti di rete previsti i quali sono una conseguenza dei programmi di immissione e prelievo degli utenti della rete. Di conseguenza, si conferma l'orientamento di non prevedere alcun meccanismo di conguaglio o incentivazione con riferimento a tale partita. Anche con riferimento agli autoconsumi elettrici, la regolazione mensile delle partite che il gestore deve versare o ricevere dal sistema non rende necessaria la definizione di alcun meccanismo di conguaglio. In ogni caso, l'Autorità intende perseguire meccanismi virtuosi che stimolino l'efficienza complessiva degli autoconsumi sulla rete di trasporto attraverso l'innovazione tecnologica, anche mediante la

condivisione, nell'ambito dell'approccio ROSS integrale, di obiettivi di riduzione degli autoconsumi e di strumenti per perseguire tali obiettivi.

- 9.20 Per quanto riguarda perdite e GNC si ritiene opportuno confermare l'introduzione di specifici meccanismi di incentivazione all'efficienza, che operino in modo simultaneo, senza tuttavia dar corso all'ipotesi di definizione di un meccanismo di incentivazione unico per le due componenti di perdite (fisiche e contabili) prospettata nel DCO 213/2022/R/GAS. Al riguardo, si ritiene comunque opportuno applicare una valorizzazione univoca degli scostamenti tra livelli registrati e quelli riconosciuti tariffariamente di GNC e perdite, assicurando la medesima forza incentivante dei due meccanismi al fine di evitare comportamenti opportunistici dei gestori (es. concentrare le azioni di efficientamento su una componente a discapito dell'altra). Si ritiene che la definizione di due meccanismi distinti ma simultanei possa consentire una più accurata modulazione dei rischi associati relativi a perdite (fisiche) e GNC, rispetto alle quali le imprese di trasporto hanno una diversa capacità di controllo, fornendo ugualmente un incentivo alla riduzione delle perdite complessive (fisiche e contabili) sulla rete.
- 9.21 Per quanto riguarda le perdite fisiche, si ritiene opportuno confermare il riconoscimento del livello di perdite determinato sulla base dei fattori di emissione efficienti; pertanto, si rende necessario introdurre uno specifico meccanismo di conguaglio che prevede che ciascuna impresa di trasporto compensi con Cassa, nell'anno  $t+1$ , lo scostamento tra le perdite contabilizzate nell'ambito del bilancio della rete (approvvigionate dal RdB) e le perdite riconosciute ai fini tariffari, valorizzato sulla base di un valore unitario fisso per l'intero periodo di regolazione, pari all'onere unitario per la valorizzazione del GNC (cfr. successivo punto 9.27). Tale conguaglio, pertanto, opera come meccanismo di incentivazione alla riduzione delle emissioni, spingendo le imprese di trasporto ad adottare tutte le azioni ritenute opportune per ridurre le perdite al di sotto del livello riconosciuto, con la possibilità di trattenere, a titolo di incentivo, gli eventuali margini conseguenti.
- 9.22 Con riferimento al GNC (perdite contabili), si intende confermare l'attuale meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di trasporto rispetto agli scostamenti tra il GNC riconosciuto e quello effettivo, attraverso la definizione di un onere unitario in capo alle imprese, fisso per tutto il 6PRT, per la valorizzazione di tale scostamento. Pertanto, si intende confermare il meccanismo di conguaglio delle partite relative al GNC (cfr. articolo 30bis RTTG), che prevede che le imprese di trasporto compensino con Cassa, nell'anno  $t+1$ , lo scostamento tra i quantitativi di GNC effettivi e quelli riconosciuti, opportunamente adattato al nuovo quadro; in particolare:
- a) se il GNC effettivo è maggiore di quello riconosciuto, l'impresa di trasporto, che ha già ricevuto da Cassa tutte le risorse per approvvigionare il maggior GNC, restituisce a Cassa l'onere a proprio carico sullo scostamento, nei limiti di un tetto massimo;
  - b) viceversa, se il GNC effettivo è inferiore di quello riconosciuto, la Cassa, che ha riconosciuto all'impresa meno risorse di quelle riconosciute *ex ante* tariffariamente nel corrispettivo pro-forma  $CV_{APG}$ , riconosce all'impresa lo

scostamento, valorizzato sulla base dell'onere unitario, nei limiti di un tetto massimo.

- 9.23 Gli approfondimenti e le analisi condotte dall'impresa maggiore di trasporto per l'identificazione delle possibili determinanti del livello e delle dinamiche del GNC confermano – pur senza addivenire all'individuazione di cause univoche e prospettando ulteriori indagini con avvalimento di strumenti di *advanced analytics* – un impatto derivante da “*errata o obsoleta progettazione delle linee di misura e/o da una gestione non ottimale delle stesse*”, con particolare riferimento alla vetustà degli impianti e alla limitata *rangeability*, nonché la rilevanza del mancato/ritardato aggiornamento dei parametri di qualità del gas nei *flow computer* installati presso gli impianti di misura.
- 9.24 L'Autorità, pertanto, tenuto conto degli esiti della consultazione, delle risultanze fin qui ottenute dagli approfondimenti sulle determinanti e le dinamiche del GNC, nonché degli strumenti che dal 2024 avranno le imprese di trasporto per assicurare l'efficienza e l'accuratezza del servizio di misura (cfr. deliberazione 512/2021/R/GAS), intende confermare l'orientamento di prevedere una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto ai rischi di oscillazione del GNC.
- 9.25 Al riguardo, si osserva come:
- a) utilizzando i medesimi criteri per la definizione dell'onere unitario e dell'esposizione massima adottati con deliberazione 569/2020/R/GAS, aggiornati per tenere conto dei parametri nel periodo 2019-2022<sup>3</sup>, si otterrebbe un onere unitario stimato pari a circa 3,57 €/MWh (in luogo del valore di 3,33 €/MWh attualmente in vigore) e una esposizione massima (per ciascuna impresa di trasporto, pari alla rispettiva quota  $RM_{CAPITALE}$ ) tendenzialmente maggiore rispetto a quelle attualmente vigenti;
  - b) in sede di definizione del parametro di 3,33 €/MWh con deliberazione 569/2020/R/GAS, il prezzo del gas era in media (per il 2020) pari a circa 10 €/MWh.
- 9.26 In ragione di quanto sopra, l'Autorità intende determinare un'esposizione unitaria e un'esposizione massima che non eccedano una quota parte dei costi riconosciuti per il servizio di misura, e che consentano di perseguire l'obiettivo di maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto ai rischi legati alle oscillazioni di GNC. Si ritiene che tale maggiore compartecipazione al rischio possa essere conseguita facendo riferimento non più alla remunerazione del servizio di misura, ma ai costi operativi associati a tale servizio, come tra l'altro inizialmente prospettato nell'ambito del documento per la consultazione 3 novembre 2020, 437/2020/R/GAS.
- 9.27 Rispetto ad un onere unitario stimato sulla base dei criteri attuali pari a circa 3,57 €/MWh, l'onere unitario rideterminato considerando la quota di ricavo a copertura dei costi operativi è stimato pari a circa 6,95 €/MWh, e l'esposizione massima per ciascuna impresa di trasporto sarebbe pari a circa il doppio rispetto all'attuale.

---

<sup>3</sup> Il GNC effettivo l'anno 2022 è stato ipotizzato pari a 310 MSmc, sulla base del dato di preconsuntivo fornito da Snam Rete Gas.

L'Autorità intende determinare l'onere unitario in occasione della definizione dei criteri per il 6PRT, tenendo conto per l'anno 2022 dei dati di GNC a consuntivo, riservandosi comunque di intervenire, anche in corso di periodo regolatorio, per assicurare una redistribuzione tra gestori e utenti di eventuali benefici derivanti da un raffreddamento delle dinamiche del prezzo del gas.

*S 7. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.*

## **10. Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete**

- 10.1 L'Autorità intende confermare le attuali disposizioni in merito alle modalità di copertura dei costi relativi al servizio di bilanciamento operativo (fisico) della rete, che prevedono il riconoscimento, alle imprese che svolgono l'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, di una componente di ricavo per la copertura dei costi relativi alle prestazioni di stoccaggio necessarie al bilanciamento orario del sistema di trasporto.

*S 8. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.*

## **11. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto**

### **Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto**

- 11.1 L'Autorità intende confermare le disposizioni per la determinazione dei ricavi di riferimento delle imprese di trasporto che avviano l'attività nel corso del periodo di regolazione, le quali prevedono che:
- la determinazione dei ricavi di riferimento per il primo anno di effettiva erogazione del servizio avvenga sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in esercizio presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria;
  - si tenga conto di eventuali costi pre-operativi sostenuti nella fase di *start-up* solo nella misura in cui tali costi siano stati capitalizzati;
  - siano inclusi gli eventuali *IPCO* sostenuti fino all'anno di avviamento dell'erogazione commerciale del servizio di trasporto, purché capitalizzati;
  - per i primi due anni di attività (o comunque fino alla disponibilità di dati di consuntivo relativi ai costi operativi effettivi desumibili da un bilancio rappresentativo di un intero anno di esercizio), in assenza di dati certi in merito all'entità dei costi ricorrenti derivanti dallo svolgimento dell'attività di trasporto e dispacciamento, i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica da parte dell'Autorità; tale proposta deve essere supportata da un confronto con realtà simili o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri;

- e) i ricavi riconosciuti siano riproporzionati applicando il criterio *pro die* in ragione del periodo in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile nel corso dell'anno.

**Nuove imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione**

- 11.2 L'Autorità intende confermare le disposizioni vigenti per i casi in cui una nuova impresa di trasporto venga a costituirsi a seguito di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione. In particolare, si ritiene opportuno salvaguardare il principio di invarianza dei costi per gli utenti del sistema del gas naturale: ogni riclassificazione delle reti esistenti non potrà determinare un incremento dei costi coperti dalle tariffe dei servizi infrastrutturali del gas naturale nel momento in cui tale riclassificazione diviene operativa. Non saranno pertanto riconosciuti nella tariffa di trasporto tratti di rete di distribuzione esistenti riclassificati in trasporto regionale, a meno che non ci sia una equivalente rinuncia, in termini di copertura dei costi, a valere sulla tariffa di distribuzione.
- 11.3 L'Autorità intende inoltre confermare il principio di non aggravio, per gli utenti del sistema, dei costi derivanti dalla mera riclassificazione delle reti; qualora sia dimostrabile che dalla riclassificazione delle reti si determini un incremento della redditività dell'impresa, l'Autorità si riserva la possibilità di ridurre il tasso di remunerazione riconosciuto al fine di garantire la stessa redditività che l'impresa aveva prima della riclassificazione.

*S 9.Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese.*

**12. Copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto**

- 12.1 L'Autorità intende confermare le proposte di cui al DCO 213/2022/R/GAS, prevedendo in particolare che i criteri di riconoscimento dei costi e determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di misura sulla rete di trasporto del gas seguano i criteri generali previsti per il servizio di trasporto, come sopra descritti, inclusi i meccanismi di raccordo con la metodologia ROSS.
- 12.2 Per quanto riguarda gli scostamenti tra i ricavi per l'anno 2024 determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e i ricavi definitivi, si conferma l'orientamento di considerare tali importi nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura (cfr. punto 22.15 e successivi).

### **PARTE III**

## **DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO**

### **13. Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari**

- 13.1 Ai sensi dell'articolo 4 del Codice TAR la metodologia dei prezzi di riferimento è applicata alla quota dei ricavi relativi al servizio di trasporto, ossia il servizio i cui costi sono causati dai *driver* di costo quali la capacità tecnica o capacità contrattuale prevista e la distanza, e sono correlati all'investimento nell'infrastruttura e al funzionamento della medesima infrastruttura che fa parte del capitale investito riconosciuto per la fornitura dei servizi di trasporto.
- 13.2 In coerenza con il 5PRT, l'Autorità è orientata a definire il servizio di trasporto, inteso come trasporto sia su rete nazionale che su rete regionale dei gasdotti, come servizio di trasporto ai sensi del Codice TAR, e dunque allocare i relativi ricavi secondo la metodologia dei prezzi di riferimento.
- 13.3 Al fine di garantire il servizio di bilanciamento operativo (fisico) della rete, il responsabile del bilanciamento (RdB) è tenuto ad acquisire le necessarie risorse in termini di capacità di stoccaggio. In continuità con i precedenti periodi di regolazione, e ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 1, del Codice TAR, l'Autorità ritiene opportuno includere tale voce di costo nell'ambito dei ricavi relativi al servizio di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità.
- 13.4 L'Autorità è orientata a confermare l'orientamento di classificare il servizio di misura del trasporto come un servizio non di trasporto, in quanto non dipendente dal driver di costo della distanza. I criteri di allocazione dei costi di tale servizio agli utenti sono illustrati nella successiva Parte IV.
- 13.5 Per quanto riguarda i servizi c.d. accessori, come identificati nell'ambito dei Codici di Rete delle imprese di trasporto (quali, ad esempio, l'allocazione e il trasferimento di capacità, la fatturazione, il bilanciamento fisico della rete, l'allocazione del gas, la gestione dei dati di trasporto, la gestione dei dati di misura, la gestione dei dati di qualità, la gestione delle emergenze di servizio, ecc.), l'Autorità ritiene che questi servizi – pur non essendo dipendenti dai *driver* di costo della capacità e della distanza – siano strettamente associati al servizio di trasporto e come tali siano offerti agli utenti del servizio congiuntamente a tale servizio. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'inclusione dei costi di tali servizi nel servizio di trasporto, e dunque recuperarne i relativi costi mediante tariffe di trasporto.
- 13.6 L'Autorità ritiene che eventuali ulteriori servizi erogati dalle imprese di trasporto, i c.d. servizi opzionali (cfr. capitolo 3, paragrafo 4, del Codice di Rete dell'impresa maggiore di trasporto) o ulteriori servizi offerti dall'impresa nell'ambito della propria attività caratteristica (cfr. articolo 22 RTTG), erogati ai sensi delle disposizioni del Codice di rete approvato dall'Autorità e i cui costi non sono riconosciuti nell'ambito della tariffa di trasporto, debbano essere classificati

quali servizi non di trasporto ed essere erogati a condizioni coerenti con i requisiti richiesti dal Codice TAR. Pertanto, le tariffe di tali servizi devono riflettere i costi sottostanti l'erogazione del servizio ed essere determinate in modo oggettivo, trasparente ed applicate in maniera non discriminatoria direttamente ai beneficiari del servizio.

- 13.7 Nell'ambito della consultazione del DCO 213/2022/R/GAS, un operatore ha segnalato che, così come per il servizio di misura, i servizi quali la miscelazione, l'analisi della qualità del gas e l'eventuale stoccaggio temporaneo dell'idrogeno da immettere nella rete, siano assimilabili ai servizi non di trasporto svolti oggi dalle imprese e gestiti come servizi regolati, trovando remunerazione attraverso corrispettivi specifici. L'Autorità tuttavia ritiene che, con riferimento ai servizi menzionati, questi (i) non presentino caratteristiche di monopolio naturale tali da giustificare la regolazione, oppure (ii) siano servizi non ancora materialmente offerti dalle imprese di trasporto per i quali risulterebbe prematura la definizione di uno specifico quadro regolatorio. L'Autorità ritiene comunque opportuno monitorare l'evoluzione nell'offerta di tali servizi in modo eventualmente da adeguare, in futuro, la regolazione.
- 13.8 Considerazioni simili rilevano rispetto alla richiesta formulata da un operatore di prevedere, in analogia a quanto previsto dall'attuale regolazione del settore elettrico, che 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. A tal proposito, fatto salvo il principio generale secondo cui i ricavi derivanti da servizi e attività basate sull'utilizzo dell'infrastruttura regolata i cui costi sono riconosciuti tariffariamente, siano comunque retrocessi al sistema, l'Autorità intende monitorare l'evoluzione nell'offerta di tali servizi in modo tale da prevedere, eventualmente, forme di regolazione specifiche.

*S 10. Osservazioni in merito all'identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari*

#### **14. Struttura della tariffa per il servizio di trasporto**

- 14.1 L'Autorità è orientata a confermare 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  $CV_{FC}$ ), e in particolare definire la tariffa di trasporto  $T$  per il servizio di trasporto continuo su base annuale sulla base della seguente formula:

$$T = K_e \cdot CP_e + K_u \cdot CP_u + V \cdot CV_U + V_{FC} \cdot CV_{FC}$$

dove:

- $K_e$  è la capacità conferita all'utente nel punto di entrata  $e$  della rete nazionale di gasdotti (ossia un punto di interconnessione con l'estero, di entrata da

terminali di Gnl, di entrata da stoccaggi, di entrata da produzioni nazionali), espressa in metri cubi/giorno;

- $CP_e$  è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto relativo ai conferimenti nel punto di entrata  $e$  della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- $K_u$  è la capacità conferita all'utente nel punto di uscita  $u$  della rete (ossia un punto di interconnessione con l'estero, di uscita verso stoccaggi, di riconsegna), espressa in metri cubi/giorno;
- $CP_u$  è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto relativo ai conferimenti nel punto di uscita  $u$  della rete, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- $V$  è il quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita  $u$  della rete, espresso in metri cubi;
- $V_{FC}$  è il quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita  $u$  della rete, ad eccezione dei punti di uscita interconnessi con l'estero, espresso in metri cubi;
- $CV_U$  è il corrispettivo unitario variabile, espresso in euro/metro cubo;
- $CV_{FC}$  è il corrispettivo complementare unitario variabile per il recupero dei ricavi, espresso in euro/metro cubo.

- 14.2 I corrispettivi unitari facenti parte della tariffa  $T$  sono espressi con riferimento a un metro cubo *standard* di gas alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15 °C.
- 14.3 Nell'ambito della consultazione, l'impresa maggiore di trasporto ha segnalato l'opportunità di:
- a) esprimere i corrispettivi tariffari in termini energetici;
  - b) esprimere i volumi utilizzati ai fini del calcolo e della fatturazione dei corrispettivi  $CV_U$  e  $CV_{FC}$  in metri cubi *standard* con contenuto energetico pari a 38,1 MJ/Sm<sup>3</sup> in luogo dei metri cubi fisici.
- 14.4 In termini generali, l'Autorità ritiene opportuno mantenere la definizione dei corrispettivi in unità di volume anziché in unità di energia, anche al fine di garantire maggiore coerenza con la metrologia legale e adottare un approccio coerente su tutto il perimetro della rete di trasporto e su tutta la filiera del gas naturale (laddove la fatturazione ai clienti finali è tipicamente effettuata in unità di volume). Si intendono comunque fatti salvi gli attuali obblighi di pubblicazione, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, dei corrispettivi in unità di energia nei punti di interconnessione, ai soli fini informativi.
- 14.5 Rispetto ai volumi espressi a 38,1 MJ/Sm<sup>3</sup> si ritiene che una tale modifica richiederebbe comunque una misura puntuale del potere calorifico presso i punti di uscita della rete di trasporto, che tuttavia è al momento possibile solo per un alcuni di tali punti. A tal proposito, si ritiene che i requisiti minimi impiantistici e funzionali disposti con la deliberazione 23 novembre 2021, 512/2021/R/GAS, di

riassetto dell'attività di misura sui punti di entrata e di uscita della rete di trasporto, possano porre le basi per una misurazione più puntuale della qualità del gas in tutti i punti della rete di trasporto, rendendo eventualmente più agevole negli anni futuri l'adozione di unità di riferimento che presuppongano la misurazione del contenuto energetico.

*S 11. Osservazioni in merito alla struttura della tariffa per il servizio di trasporto.*

## 15. Durata del periodo tariffario

- 15.1 Il periodo tariffario, ossia il periodo per il quale sono in vigore i corrispettivi approvati dall'Autorità, è attualmente pari ad 1 anno.
- 15.2 Nell'ambito della consultazione del DCO 213/2022/R/GAS, un soggetto ha proposto di mantenere i corrispettivi di trasporto fissi per il periodo di regolazione (in analogia a quanto proposto dall'Autorità per il corrispettivo di misura  $CM^{CF}$ ) gestendo gli scostamenti tra i ricavi effettivamente conseguiti e quelli di riferimento nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi, dunque mediante valorizzazione del corrispettivo  $CV_{FC}$  (che continuerebbe ad avvenire su base annuale). Rispetto a tale proposta, l'Autorità ritiene che:
- a) mentre per il  $CM^{CF}$  la variabilità e l'entità dei ricavi sono di entità modesta, nel caso del servizio di trasporto tale scelta potrebbe dare luogo a significativi scostamenti tra ricavi effettivamente conseguiti e ricavi di riferimento, venendo meno ai principi anche richiamati nel Codice TAR (Articolo 17, paragrafo 1) secondo cui: (i) il recupero delle somme in difetto o in eccesso rispetto ai ricavi relativi ai servizi di trasporto debba essere ridotto al minimo; (ii) il livello delle tariffe di trasporto debba garantire che i ricavi a copertura dei costi del servizio di trasporto siano recuperati dal gestore del sistema di trasporto in maniera tempestiva;
  - b) in relazione ai ricavi delle imprese di trasporto, si nota come alcuni parametri rilevanti si aggiornino con cadenza annuale (i parametri del deflatore e dell'inflazione, i prezzi della materia prima per la quantificazione dei ricavi riconosciuti a copertura di perdite, autoconsumi e GNC, nonché il tasso di remunerazione, qualora vi sia l'aggiornamento con la logica cd. *trigger*) e, in particolare in una fase di discontinuità macroeconomica e tensione sui mercati energetici quale quella attuale ciò rischierebbe di aumentare significativamente il divario tra i ricavi effettivi e quelli ammessi;
  - c) in relazione ai ricavi effettivi, si evidenzia come le attese di una modifica sostanziale delle dinamiche di importazione renda più complessa anche la previsione delle capacità previste in conferimento nei singoli punti, contribuendo alla variabilità dei ricavi effettivamente conseguiti.
- 15.3 Per tali ragioni, l'Autorità ritiene preferibile mantenere la durata del periodo tariffario pari ad un anno.

## **16. Allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione *capacity – commodity*)**

- 16.1 Nel DCO 213/2022/R/GAS l’Autorità ha proposto di mantenere invariati i criteri di ripartizione *capacity-commodity*, sostanzialmente basati sulla distinzione tra costi di capitale e costi operativi (v. infra).
- 16.2 Al riguardo, un soggetto ha evidenziato la necessità di adottare una ripartizione che renda più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale, così come stabilito dall’articolo 38, comma *2bis*, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83 e confermato dalle sentenze del Consiglio di Stato, Sesta Sezione, n. 6096 e 6098 del 18 luglio 2022. Sul punto, l’Autorità ha avviato uno specifico procedimento di ottemperanza (deliberazione 448/2022/R/GAS) nell’ambito del quale sono state prospettate alcune soluzioni che, nel presente documento, sono richiamate al successivo Capitolo 19 per quanto riguarda la maggiore flessibilità con l’introduzione di conferimenti infrannuali, e nella successiva Parte VI per quanto attiene alle componenti tariffarie addizionali. Occorre comunque chiarire, in via preliminare, come il giudice amministrativo abbia precisato che la disciplina prevista dall’articolo 38, comma *2bis*, del decreto-legge 83/2012 non impone, di per sé, un intervento sui criteri di riparto *capacity/commodity* e *entry/exit* – che, anzi, sono stati ritenuti materia sottoposta alla discrezionalità attribuita all’Autorità, e che, inoltre, sono stati ritenuti ragionevoli, legittimi e in linea con le previsioni del Codice TAR.

### **Ricavi relativi ai servizi di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità (quota *capacity*)**

- 16.3 In coerenza con il 5PRT, l’Autorità intende confermare il principio secondo cui le tariffe di trasporto applicate alla capacità siano finalizzate al recupero delle seguenti voci che concorrono alla determinazione dei ricavi di riferimento:
- a) adeguata remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, incluse le eventuali maggiorazioni della remunerazione riconosciute a titolo di incentivo per i nuovi investimenti sostenuti a partire dal secondo periodo di regolazione;
  - b) ammortamenti economico - tecnici;
  - c) costi sostenuti per il servizio di bilanciamento operativo del sistema.
- 16.4 L’Autorità intende inoltre confermare la previsione per cui, ai fini della determinazione della quota di ricavo da recuperare con tariffe di capacità, i ricavi di riferimento siano considerati al netto dei ricavi *RSC* derivanti dall’applicazione dei corrispettivi di scostamento nei punti di entrata e uscita della rete gasdotti nell’anno *t-2*, incluse le penali corrisposte nel medesimo anno ai sensi del comma 10.1 della deliberazione 31 luglio 2006, n. 168/06, nei limiti di una soglia pari al 5% dei ricavi di riferimento ascrivibili alla componente di capacità. Sono inoltre considerate nell’ambito della componente *RSC* le partite di conguaglio dei ricavi di scostamento di competenza degli anni precedenti determinate in esito alle sessioni di *settlement* di cui al TISG. I ricavi *RSC* eccedenti la soglia del 5%

sarebbero considerati ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari di capacità relativi all'anno  $t+1$ .

**Ricavi relativi ai servizi di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati (quota commodity)**

**Corrispettivo unitario variabile**

16.5 Con riferimento al corrispettivo unitario variabile ( $CV_U$ ), si ritiene opportuno confermare l'applicazione di una componente tariffaria applicata ai volumi trasportati che sia:

- a) destinata alla copertura dei costi operativi riconosciuti, dei costi relativi al sistema di *Emission Trading* e dei costi per l'approvvigionamento dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC;
- b) applicata ai punti di uscita dalla rete di trasporto (e cioè nei punti di riconsegna, nei punti di uscita verso impianti di stoccaggio e nei punti di interconnessione con le esportazioni).

16.6 L'Autorità intende inoltre confermare la previsione secondo cui il *driver* per il dimensionamento del corrispettivo unitario variabile sia definito pari ai quantitativi di gas naturale prelevati dalla rete nei punti di uscita verso impianti di stoccaggio, nei punti di interconnessione con i sistemi esteri, e nei punti di riconsegna. Al fine di garantire coerenza con i quantitativi di gas oggetto di fatturazione, è necessario che il *driver* consideri i quantitativi di gas naturale allocati agli utenti del servizio di trasporto (in luogo di quelli misurati), oggettivamente riscontrabili dai documenti di fatturazione del servizio. L'Autorità, in continuità con i criteri vigenti, intende inoltre considerare:

- a) ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2024, i volumi relativi all'anno 2022;
- b) ai fini della determinazione dei corrispettivi per ciascun successivo anno  $t$ , i volumi relativi all'anno  $t-2$ .

16.7 Ai soli fini della gestione del fattore correttivo di *commodity* (cfr. punto 22.7 e seguenti) e dei meccanismi di conguaglio e incentivo all'efficienza, si ritiene opportuno scomporre il corrispettivo  $CV_U$  in tre corrispettivi pro-forma:

- a)  $CV_{COR}$ , a copertura della quota-parte di ricavi relativa ai costi operativi;
- b)  $CV_{ETS}$ , a copertura della quota-parte di ricavi a copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading*;
- c)  $CV_{APG}$ , a copertura della quota-parte di ricavi a copertura dei costi per l'approvvigionamento di autoconsumi, perdite e GNC.

**Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi**

16.8 L'Autorità intende confermare l'applicazione di un corrispettivo complementare variabile  $CV_{FC}$  finalizzato al recupero dei ricavi. In ragione delle modifiche proposte nella Parte V sui meccanismi correttivi e di conguaglio, si ritiene che tale corrispettivo debba essere:

- a) destinato alla copertura delle somme, di competenza dell'anno  $t-2$ , relative:

- i. al Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto (cfr. punto 22.4 e seguenti);
  - ii. al Fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto (cfr. punto 22.7 e seguenti);
  - iii. al conguaglio delle partite relative ad autoconsumi, perdite, GNC, e oneri ETS (cfr. punto 22.14 e seguenti);
- b) applicato ai quantitativi prelevati dalla rete nei punti di uscita dalla rete di trasporto corrispondenti ai punti di riconsegna e ai punti di uscita verso impianti di stoccaggio, come maggiorazione (se di segno positivo) o riduzione (se di segno negativo) del corrispettivo unitario variabile  $CV_U$ .
- 16.9 L’Autorità intende prevedere che il *driver* per il dimensionamento di tale corrispettivo sia definito pari ai quantitativi di gas naturale prelevati dalla rete nei punti di uscita verso impianti di stoccaggio e nei punti di riconsegna, come effettivamente allocati agli utenti del servizio di trasporto. Analogamente a quanto proposto al precedente punto 16.6 per il corrispettivo unitario variabile, l’Autorità intende aggiornare tale valore con cadenza annuale.

*S 12. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity - commodity e al perimetro di applicazione dei corrispettivi variabili*

**17. Allocations dei costi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (ripartizione *entry-exit*)**

- 17.1 Nel DCO 213/2022/R/GAS, l’Autorità ha proposto di mantenere invariata, rispetto al 5PRT, la ripartizione *entry-exit*, pari a 28/72.
- 17.2 Un soggetto ha proposto di adottare una ripartizione basata sul livello di utilizzo delle capacità di trasporto ai punti di entrata, laddove i costi infrastrutturali effettivamente funzionali all’attività di trasporto necessaria a servire il mercato nazionale siano allocati ai punti di entrata, mentre i costi per la sicurezza siano recuperati su tutti i punti di uscita. Il medesimo soggetto ha anche proposto una modifica alla metodologia per la determinazione dei prezzi di riferimento, e in particolare ha proposto di utilizzare, quale *driver* per il calcolo dei corrispettivi nei punti di entrata, la capacità tecnica in luogo della capacità prevista in conferimento, recuperando il mancato gettito mediante applicazione di corrispettivi ai punti di uscita<sup>4</sup>. Sul punto, si rileva che:
- a) le due proposte (modifica della ripartizione *entry-exit* e utilizzo della capacità tecnica ai punti di entrata) intendono perseguire la medesima finalità attraverso strumenti distinti;

---

<sup>4</sup> Si precisa che, nella metodologia proposta, il parametro della capacità prevista in conferimento è utilizzato in tre momenti distinti: a) nella definizione dei pesi relativi tra i corrispettivi; b) nel calcolo dei singoli corrispettivi unitari, a partire dai ricavi da recuperare e tenendo conto dei pesi relativi; c) nel riproporzionamento in esito all’applicazione degli sconti. Nella proposta del soggetto alla consultazione, si ritiene che il riferimento sia all’utilizzo della capacità tecnica nei punti b) e c).

b) tuttavia, mentre la modifica della ripartizione *entry-exit* è opzione normativamente possibile, l'utilizzo della capacità tecnica e il recupero dei mancati ricavi a tutti i punti di uscita non è percorribile ai sensi della disciplina comunitaria, in quanto:

- i. il meccanismo genererebbe una sistematica sottostima dei corrispettivi rispetto al gettito da recuperare, venendo dunque meno al principio richiamato nell'Articolo 17, paragrafo 1, del Codice TAR secondo cui il recupero delle somme in difetto o in eccesso rispetto ai ricavi relativi ai servizi di trasporto debba essere ridotto al minimo, e il livello delle tariffe di trasporto debba garantire che i ricavi a copertura dei costi del servizio di trasporto siano recuperati dal gestore del sistema di trasporto in maniera tempestiva;
- ii. in ogni caso, ai sensi dell'Articolo 4, paragrafo 3, lettera b) del Codice TAR, il corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi è applicato ai punti diversi dai punti di interconnessione; pertanto, non sarebbe possibile recuperare i c.d. costi per la sicurezza sugli utenti che ne beneficiano presso i Paesi esteri;

c) per quanto riguarda la ripartizione *entry-exit*:

- i. con deliberazione 575/2017/R/GAS di definizione dei criteri per il periodo transitorio 2018-2019, l'Autorità ha attribuito una quota di ricavi della rete nazionale pari al 40% ai punti di entrata e al 60% ai punti di uscita;
- ii. per la determinazione della quota del 40%, l'Autorità aveva fatto riferimento al livello di utilizzo delle infrastrutture, sulla base della massima capacità giornaliera utilizzata in ciascun punto di entrata della rete nazionale di gasdotti, esclusi i siti di stoccaggio, registrata negli anni termici 2014-15 e 2015-16;
- iii. tale scelta era stata confermata per il SPRT, anche sulla base del tasso di utilizzo della capacità di trasporto, inteso come massima capacità giornaliera utilizzata in ciascun punto di entrata della rete nazionale di gasdotti (esclusi gli stoccaggi), registrato negli ultimi 3 anni termici; dall'applicazione di un'unica metodologia tariffaria su rete nazionale e su rete regionale, e dall'attribuzione del 100% dei ricavi di rete regionale ai punti di uscita, è derivata la ripartizione 28/72;
- iv. negli ultimi anni termici, sia per effetto di riduzione della domanda di gas naturale, sia per l'entrata in esercizio del nuovo punto di entrata di Melendugno, il coefficiente di utilizzo delle infrastrutture di trasporto nei punti di entrata si è ridotto; applicando il medesimo criterio di cui al periodo transitorio e al SPRT, risulterebbe una quota dei ricavi di rete nazionale da attribuire ai punti di entrata compresa tra 30% e 35%, che porterebbe all'attribuzione ai punti di entrata di una quota di ricavi complessivi compresa indicativamente tra 20% e 25%, in luogo dell'attuale 28%.

17.3 In ragione di quanto sopra, si ritiene opportuno garantire continuità regolatoria rispetto al criterio adottato con deliberazione 575/2017/R/GAS e, al contempo,

evitare consistenti oscillazioni tariffarie rispetto al 5PRT. Pertanto, si ritiene opportuno modificare la ripartizione *entry-exit* rispetto a quanto stabilito per il 5PRT adottando una ripartizione pari a 25/75 che rifletta il tasso di utilizzo delle infrastrutture di trasporto registrato negli anni termici più recenti.

## 18. Metodologia dei prezzi di riferimento

### Metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità

- 18.1 La metodologia dei prezzi di riferimento individua i criteri per la determinazione dei corrispettivi di trasporto applicati alla capacità prenotata. Al fine di garantire stabilità e certezza nell'evoluzione dei corrispettivi tariffari nel tempo, l'Autorità intende confermare per il 6PRT l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance, CWD*) come descritta all'articolo 8 del Codice TAR, utilizzando una ripartizione *entry/exit* pari a 25/75.
- 18.2 In relazione al *driver* di costo della capacità, l'Autorità intende confermare l'utilizzo della capacità prevista in conferimento in un determinato anno tariffario, determinata come media ponderata della capacità prevista in conferimento nei due anni termici rilevanti per tale anno. La stima è effettuata dalle imprese di trasporto sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento di presentazione della proposta tariffaria, ed è soggetta ad approvazione da parte dell'Autorità. Tale stima deve includere anche le previsioni relative ai conferimenti:
- di capacità infrannuale, tenuto conto del riproporzionamento su base annua nonché del livello dei coefficienti moltiplicativi (cfr. punto 19.4 e seguenti);
  - di capacità interrompibile, tenuto conto del relativo sconto applicato (cfr. punto 19.15).
- 18.3 In relazione al *driver* di costo della distanza, l'Autorità intende utilizzare
- 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;
  - 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.
- 18.4 Sulla possibilità di aggregare i punti di entrata e/o di uscita, in analogia ai criteri attualmente in vigore, si ritiene opportuno che:
- i punti di entrata da produzioni nazionali siano aggregati in 10 punti di entrata da *hub* di produzione; per ciascun *hub*, la distanza verso i punti di uscita è determinata considerando la distanza dal punto di produzione più rappresentativo in termini di volumi immessi;
  - i punti di riconsegna siano aggregati in 12 punti di uscita, determinati sulla base delle 6 aree di prelievo<sup>5</sup> e di 2 *cluster* in funzione della distanza dalla rete nazionale dei gasdotti (entro/oltre 15 chilometri); la distanza da ciascun

---

<sup>5</sup> Nel caso di inclusione delle infrastrutture relative alla metanizzazione della Regione Sardegna (cfr. punto 18.18 e successivi), vi sarebbero 14 punti di uscita determinati sulla base di 7 aree di prelievo.

punto di entrata a ciascun gruppo di punti di riconsegna è determinata come somma di:

- i. una distanza di rete nazionale, determinata come distanza media dal punto di entrata ai punti di intercettazione e derivazioni importanti (PIDI) del gruppo di punti di riconsegna, ponderata per ciascun PIDI in funzione delle capacità previste in conferimento presso i punti sottesi a ciascun PIDI;
- ii. una distanza di rete regionale, determinata come media - per i PIDI relativi al gruppo di punti di riconsegna - delle distanze PIDI-punto di riconsegna, ponderata per la capacità prevista in conferimento presso i punti di riconsegna.

<i>S 13. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento</i>
--

**Aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto di cui al Codice TAR**

18.5 Rispetto ai corrispettivi come risultanti dalla metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità, l’Autorità intende confermare l’applicazione di alcuni aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto, nell’ordine come di seguito riportato.

**Perequazione dei corrispettivi da e per stoccaggio, e dei corrispettivi di uscita verso punti di riconsegna**

18.6 Ai punti di entrata da e di uscita verso impianti di stoccaggio, in analogia ai criteri attualmente in vigore e coerentemente con le previsioni di cui all’articolo 6, paragrafo 4, lettera b), del Codice TAR, l’Autorità intende confermare l’applicazione di un meccanismo perequativo che, a partire dai corrispettivi specifici per impianto di stoccaggio, determina:

- a) un unico corrispettivo di entrata, applicato a tutti i punti di entrata da impianti di stoccaggio;
- b) un unico corrispettivo di uscita, applicato a tutti i punti di uscita verso impianti di stoccaggio.

18.7 Inoltre, al fine di evitare eccessivi disallineamenti nei livelli dei corrispettivi dei punti di uscita nazionali, l’Autorità ritiene opportuno confermare l’aggiustamento dei corrispettivi risultanti dall’applicazione della metodologia in coerenza con le previsioni di cui all’articolo 6, comma 4, punto b), del Codice TAR, equalizzando i punti di riconsegna appartenenti a ciascun *cluster* (entro/oltre 15 chilometri). Tale aggiustamento riguarda due gruppi omogenei di punti come definito ai sensi dell’articolo 3, paragrafo 10, del Codice TAR.

**Aggiustamenti relativi ai corrispettivi da e per stoccaggio, e da impianti di Gnl**

18.8 Nel 5PRT l’Autorità ha applicato uno sconto ai corrispettivi di trasporto relativi a impianti di stoccaggio pari al 50%, secondo quanto previsto all’articolo 9 del Codice TAR, e non ha applicato alcuno sconto ai punti di entrata da terminali di Gnl.

- 18.9 Nell'ambito del DCO 213/2022/R/GAS l'Autorità ha proposto:
- a) ai fini di una maggiore trasparenza, e anche tenuto conto della proposta della Commissione Europea del 23 marzo 2022 di revisione del Regolamento (EU) 2017/1938, di applicare uno sconto alle tariffe di trasporto da e per stoccaggio pari al 100%;
  - b) in considerazione delle disposizioni straordinarie per l'utilizzo della capacità di rigassificazione di cui alla deliberazione 28 dicembre 2021, 632/2021/R/GAS (che pongono pari a zero i corrispettivi di capacità di trasporto in caso di effettiva consegna del Gnl), nonché per aumentare la competitività delle fonti di approvvigionamento di gas tramite Gnl, di introdurre per i punti di entrata da terminali di Gnl uno sconto tariffario pari al 50%.
- 18.10 La maggior parte dei soggetti che hanno preso parte alla consultazione non condivide le proposte dell'Autorità, in particolare in ragione dell'atteso incremento che queste avrebbero sugli altri corrispettivi di capacità. Sul punto, diversi soggetti chiedono che i mancati ricavi derivanti da tali sconti non siano recuperati nell'ambito dei corrispettivi di capacità ma siano, piuttosto, inclusi nella valorizzazione delle componenti addizionali variabili  $CRV_{FC}$  e  $CRV_{OS}$ , applicate ai punti di uscita.
- 18.11 In ragione della forte contrarietà emersa durante la consultazione, l'Autorità intende confermare il livello degli sconti attualmente in vigore, ossia pari al 50% per i punti da e per stoccaggio, e nullo per i punti di entrata da terminali di Gnl. La proposta di recuperare strutturalmente i costi di sconti più elevati mediante le componenti addizionali  $CRV_{FC}$  e  $CRV_{OS}$  si ritiene non possa essere percorsa in quanto non compatibile con le disposizioni del Codice TAR; ciononostante, è opportuno rilevare come le due componenti siano già utilizzate, all'occorrenza, al fine di recuperare il gettito per interventi volti a massimizzare l'utilizzo delle capacità di stoccaggio e rigassificazione per esigenze di sicurezza e di mercato.

*Riproporzionamento dei corrispettivi unitari di capacità per la copertura dei ricavi di riferimento*

- 18.12 Al fine di garantire la copertura dei ricavi di riferimento relativi ai corrispettivi di capacità, l'Autorità è intenzionata a confermare il meccanismo di riproporzionamento come previsto all'articolo 6, paragrafo 4, lettera c), del Codice TAR, per mezzo del quale i prezzi di riferimento, come risultanti dalla metodologia basata sulla distanza ponderata per la capacità e dall'applicazione degli aggiustamenti di cui al precedente punto 18.6, sono scalati moltiplicando i rispettivi valori per una costante, al fine di garantire la copertura dei ricavi di riferimento in relazione alle capacità previste in conferimento.
- 18.13 Sul punto, nell'ambito della consultazione alcuni soggetti hanno chiesto che tale riproporzionamento sia fatto mediante applicazione di una costante additiva invece che moltiplicativa, facoltà prevista ai sensi del Codice TAR. In ottica di continuità e stabilità regolatoria, l'Autorità ritiene tuttavia preferibile mantenere l'attuale criterio di riproporzionamento, non ravvisando sufficienti motivazioni per adottare un approccio differente.

### **Sconto al futuro punto di uscita presso Gela**

- 18.14 Nell'ambito del DCO 213/2022/R/GAS l'Autorità ha proposto di applicare uno sconto pari al 50% al futuro punto di uscita presso Gela di interconnessione tra l'Italia e Malta, possibilità espressamente prevista ai sensi dell'articolo 9, paragrafo 2, del Codice TAR per quanto riguarda i punti di uscita verso le infrastrutture sviluppate con l'intento di porre fine all'isolamento degli Stati membri.
- 18.15 In risposta alla consultazione, alcuni soggetti non hanno condiviso tale proposta di sconto, anche in ragione della supposta disparità di trattamento rispetto ad altri punti di esportazione (in particolare il punto di uscita in *reverse flow* di Passo Gries) che non beneficerebbero di sconti analoghi. A tal proposito, si osserva che:
- a) ai sensi del Codice TAR, non sarebbe possibile applicare uno sconto analogo ad altri punti di uscita in quanto solo tale punto di Gela rispetterebbe i requisiti di cui all'articolo 9, paragrafo 2, e in particolare il fatto di essere funzionale a porre fine all'isolamento di uno Stato membro;
  - b) come richiamato nella precedente consultazione, la realizzazione del progetto comporterebbe, per il sistema italiano, costi di investimento di entità trascurabile, a fronte della possibilità di un maggior utilizzo delle infrastrutture di trasporto esistenti; le stime dell'impatto sugli altri corrispettivi mostrano come vi sarebbe una riduzione di tali corrispettivi anche in ipotesi di sconto applicato al punto di uscita presso Gela: è pertanto indubbio che vi sia un interesse per il sistema italiano affinché tale progetto venga realizzato, laddove una tariffa di uscita troppo elevata rischierebbe invece di rendere economicamente non sostenibile il progetto stesso.
- 18.16 Per tali ragioni, l'Autorità intende confermare la proposta di applicare uno sconto pari al 50% al futuro punto di uscita presso Gela. Si rimanda all'Appendice al presente documento per le simulazioni sull'impatto tariffario derivanti dall'entrata in esercizio del punto di Gela.

### **Trattamento tariffario delle infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna**

- 18.17 Per quanto riguarda i criteri di riconoscimento dei costi associati al collegamento virtuale tra la Regione Sardegna e il Continente, l'Autorità ha rimandato le valutazioni ad un apposito procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM, nell'ambito del quale saranno valutate dettagliatamente le modalità di realizzazione di tale collegamento e la relativa entità, anche in ragione delle aspettative di sviluppo della domanda di gas sull'Isola.
- 18.18 In relazione alle modalità di allocazione dei costi relativi agli interventi da ricomprendere nella rete nazionale di trasporto, nel DCO 213/2022/R/GAS l'Autorità ha manifestato l'intenzione di considerare:
- a) i relativi costi operativi nell'ambito dei costi operativi riconosciuti da recuperare mediante il corrispettivo unitario variabile *CV<sub>U</sub>*;

- b) i costi di capitale nell'ambito dei costi da recuperare mediante corrispettivi di capacità e dunque allocati ai punti di entrata e di uscita della rete di trasporto secondo la metodologia per la determinazione dei prezzi di riferimento.
- 18.19 In relazione all'allocatione dei costi di capitale, l'Autorità ha proposto che l'inclusione dei costi nella metodologia dei prezzi di riferimento avvenga secondo i seguenti criteri:
- a) creazione di due nuovi punti di uscita, che raggruppano i punti di prelievo localizzati nella Regione Sardegna suddivisi in funzione della distanza dalla rete nazionale dei gasdotti (entro/oltre 15 chilometri);
  - b) calcolo della distanza da ciascun punto di entrata ai punti di uscita della Regione Sardegna secondo un approccio semplificato, come somma di:
    - i. 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 Panigaglia e OLT Livorno;
    - ii. una distanza di rete nazionale "Sardegna", determinata come media delle distanze dai punti di entrata dai terminali ai punti di uscita relativi ai bacini di consumo;
    - iii. una eventuale distanza di rete regionale, determinata come media - per i PIDI relativi al gruppo di punti di riconsegna - delle distanze PIDI-punto di riconsegna, ponderata per la capacità prevista in conferimento presso i punti di riconsegna;
  - c) conferma della previsione di determinare, dai corrispettivi di uscita verso aree di prelievo (inclusi i corrispettivi di uscita della Regione Sardegna) un unico corrispettivo di uscita a livello nazionale.
- 18.20 Nell'ambito della consultazione non sono pervenute osservazioni specifiche sulle modalità di allocatione dei costi del trasporto della metanizzazione della Regione Sardegna.
- 18.21 Stanti le incertezze relative alla data di entrata in esercizio di alcuni investimenti, e alla mancanza di dati di costo relativi ad alcune soluzioni infrastrutturali, le simulazioni dei ricavi e dei corrispettivi per l'anno 2024 riportate nell'Appendice al presente documento per la consultazione sono effettuate senza considerare i costi relativi alla metanizzazione della Regione Sardegna nel perimetro dei ricavi riconosciuti. A tale aspetto è comunque dedicato un apposito Capitolo all'interno dell'Appendice contenente le simulazioni nel quale si riporta una stima dei principali impatti tariffari.

*S 14. Osservazioni in merito al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.*

#### **Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento**

- 18.22 La metodologia dei prezzi di riferimento deve essere conforme alle disposizioni dell'articolo 13 del Regolamento (CE) n. 715/2009, nonché rispettare i seguenti requisiti di cui all'articolo 7 del Codice TAR:

- a) consentire agli utenti della rete di riprodurre il calcolo dei prezzi di riferimento ottenendone una previsione accurata;
- b) tener conto dei costi effettivi sostenuti per la fornitura dei servizi di trasporto considerando il livello di complessità della rete di trasporto;
- c) garantire la non discriminazione e prevenire indebiti sussidi incrociati;
- d) garantire che ai clienti finali all'interno di un sistema di entrata-uscita non venga assegnato un rischio-volume significativo, in relazione in particolare ai trasporti in un sistema di entrata-uscita;
- e) garantire che i prezzi di riferimento risultanti non distorcano gli scambi transfrontalieri.

18.23 Si ritiene che la metodologia rappresentata nel presente documento di consultazione sia coerente con i requisiti di trasparenza e replicabilità della tariffa di cui al Codice TAR, come già sancito – nella sostanza – nel Report ACER del 14 febbraio 2019, recante “*Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Italy*” di valutazione del documento di consultazione 512/2018/R/GAS per il 5PRT. Con riferimento agli aspetti che distinguono la metodologia proposta nella presente consultazione rispetto alla metodologia consultata per il 5PRT:

- a) la modifica della ripartizione *entry-exit* non comporta variazioni nei rapporti relativi tra i corrispettivi tariffari e dunque sulla ripartizione dei costi tra i vari punti di entrata e di uscita; inoltre, poiché il sistema italiano è caratterizzato da una limitata quota di esportazioni, la modifica della ripartizione *entry-exit* non comporta significative variazioni sulle quote di ricavo recuperate nei punti di uscita transfrontalieri, e ha pertanto un impatto sugli scambi transfrontalieri che si ritiene trascurabile;
- b) lo sconto al punto di uscita verso Malta non comporta significative variazioni nei corrispettivi, anche considerando che l'entrata in esercizio di tale punto sarebbe associata ad un maggior utilizzo delle infrastrutture di trasporto esistenti e dunque, nel complesso, ad una riduzione dei corrispettivi di uscita anche in presenza dello sconto tariffario;
- c) rispetto all'inclusione delle infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna, si evidenzia come la metodologia proposta non comporti significative variazioni dei pesi attribuiti ai punti di entrata e di uscita esistenti, e dunque ai rapporti relativi tra i corrispettivi di entrata e di uscita.

18.24 Per una trattazione più analitica degli effetti dei punti b) e c) sul livello dei corrispettivi di trasporto si rimanda all'Appendice al presente documento.

## **19. Consultazione su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali di cui all'articolo 28 del Codice TAR**

19.1 Ai sensi dell'articolo 28 del Codice TAR, contemporaneamente alla consultazione finale effettuata conformemente all'articolo 26, paragrafo 1, del medesimo Codice, l'autorità nazionale di regolamentazione è tenuta a condurre

una consultazione con le autorità omologhe di tutti gli Stati membri direttamente connessi e con le parti interessate sui seguenti aspetti: (a) il livello dei moltiplicatori; (b) se del caso, il livello dei fattori stagionali e i calcoli di cui all'articolo 15 del Codice TAR; (c) il livello degli sconti di cui all'articolo 9, paragrafo 2, e all'articolo 16 del Codice TAR.

- 19.2 Per quanto riguarda il livello degli sconti di cui all'articolo 9, paragrafo 2, ossia gli sconti applicati ai punti di entrata da impianti di Gnl, si rimanda al precedente punto 18.8.
- 19.3 Di seguito sono riportate le proposte dell'Autorità sul livello dei moltiplicatori, dei fattori stagionali, e dello sconto applicato alla capacità interrompibile.

### **Moltiplicatori**

#### **Punti di entrata e di uscita transfrontalieri**

- 19.4 L'Autorità è orientata a confermare i livelli dei moltiplicatori ai punti di entrata e ai punti di uscita transfrontalieri disciplinati dalla RTTG, anche al fine di incentivare conferimenti di maggior durata e favorire un utilizzo dell'infrastruttura anche in periodi non di punta dei consumi.
- 19.5 Nell'ambito delle risposte alla consultazione, è stata richiesta una modifica dei moltiplicatori (in particolare quello trimestrale) in modo che, qualora il conferimento dei prodotti sia effettuato per l'intero anno termico, il costo complessivo sostenuto dall'utente del trasporto sia il medesimo che avrebbe sostenuto per le capacità di trasporto su base annuale. Tale richiesta non si ritiene che attenga alla definizione dei moltiplicatori in senso stretto (i quali, per loro natura, sono definiti *ex-ante* e si applicano in modo indiscriminato a tutti gli utenti su un determinato punto) quanto piuttosto, eventualmente, a modalità di rimborso *ex-post*, ad alcuni specifici utenti, di parte del costo sostenuto per la prenotazione di capacità (non oggetto del presente provvedimento). In ogni caso, l'Autorità ritiene che il moltiplicatore abbia anche la finalità di valorizzare la flessibilità data dalla possibilità di prenotare capacità su base infrannuale e, come tale, debba essere applicato in tutti i casi di prenotazione infrannuale (inclusi i casi in cui l'utente utilizzi tale flessibilità in modo tale da coprire, di fatto, l'intero anno termico).

#### **Punti di riconsegna ai city gate**

- 19.6 In relazione ai punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione (*city gate*) e alla proposta del DCO 213/2022/R/GAS di introdurre, su questi punti, conferimenti di capacità su base giornaliera, anche di tipo implicito, in esito alla consultazione sono pervenute richieste di chiarimento in particolare in merito al rapporto tra tale proposta e la riforma dei processi di conferimento della capacità, in relazione alla quale sono stati consultati gli orientamenti finali con il DCO 157/2022/R/GAS, e di cui è stato disposto il differimento al 1° ottobre 2023 con deliberazione 225/2022/R/GAS.

- 19.7 In relazione a tale punto, si precisa che la possibilità di conferimenti infrannuali, anche su base giornaliera, nei punti di riconsegna ai *city gate* sarebbe una soluzione alternativa rispetto a quella prospettata nel DCO 157/2022/R/GAS. In particolare:
- a) tenendo conto delle disposizioni della deliberazione 147/2019/R/GAS che prevedono l'assegnazione a ciascun punto di riconsegna della distribuzione (di seguito: PdR) di una capacità di trasporto convenzionale, nel DCO 157/2022/R/GAS è stato prospettato il recupero del costo di trasporto, con riferimento ai PdR individuabili nell'ambito del *settlement* come quelli appartenenti alle tipologie di cui al comma 1.1, lettere q) e r) del TISG<sup>6</sup>, mediante l'applicazione di un corrispettivo variabile ai volumi prelevati uguale per tutti i suddetti PdR e definito sulla base della capacità complessivamente loro attribuita e il relativo costo tariffario;
  - b) la proposta di cui al DCO 213/2022/R/GAS presuppone, invece, una modifica della disciplina della deliberazione 147/2019/R/GAS prevedendo l'attribuzione presso i punti di riconsegna verso reti di distribuzione, in relazione ai PdR serviti come individuati dal DCO 157/2022/R/GAS richiamato al punto precedente, di una capacità convenzionale, di tipo giornaliero, determinata *ex post* pari alla somma dei volumi prelevati nei medesimi PdR; a tale capacità giornaliera sarebbe applicata la tariffa di trasporto di capacità, riproporzionata su base giornaliera, tenuto conto di un moltiplicatore; non vi sarebbe pertanto esigenza dello specifico meccanismo di variabilizzazione dei costi del trasporto di cui al DCO 157/2022/R/GAS; resterebbero inoltre invariate le modalità di determinazione delle capacità di trasporto convenzionali definite nella deliberazione 147/2019/R/GAS per i PdR diversi da quelli individuati dal DCO 157/2022/R/GAS.
- 19.8 La proposta dunque rappresenterebbe, di fatto, una sostanziale variabilizzazione del costo di trasporto nello spirito della riforma dei conferimenti, facendo però salvi i criteri di determinazione dei corrispettivi anche al fine di una maggiore aderenza alle disposizioni di cui al Codice TAR.
- 19.9 A tale capacità giornaliera sarebbe poi applicata la tariffa di trasporto approvata dall'Autorità, tenuto conto di un coefficiente moltiplicativo indicativamente pari a 4.
- 19.10 Rispetto a quanto sopra, l'Autorità intende confermare gli orientamenti espressi nel DCO 213/2022/R/GAS, pur riservandosi la possibilità di compiere più approfondite valutazioni sulle implicazioni delle proposte emerse in esito al DCO

---

<sup>6</sup> Al comma 1.1. del TISG: alla lettera q) sono definiti i PdR misurati mensilmente o PdR MM come i punti di riconsegna per i quali i tentativi di raccolta della misura sono definiti all'articolo 14, comma 14.1, lettera d), del TIVG; alla lettera r) sono definiti i PdR misurati con frequenza diversa da quella mensile o con dettaglio giornaliero o PdR MY come i punti di riconsegna per i quali i tentativi di raccolta della misura sono definiti dall'articolo 14, comma 14.1, lettere da a) a c), del TIVG.

157/2022/R/GAS<sup>7</sup>. Ai fini delle simulazioni di cui al presente documento, sono stati considerati i moltiplicatori infrannuali di cui alla Tabella 3.

*Punti di riconsegna termoelettrici e utenze industriali*

- 19.11 Con deliberazione 448/2022/R/GAS, l’Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alle sentenze 6096 e 6098 del 2022 del Consiglio di Stato, finalizzato ad adottare misure di flessibilità ed economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione dall’articolo 38, comma *2bis*, del decreto-legge 83/2012. Nella medesima deliberazione, sono state rimandate al procedimento di revisione dei criteri tariffari per il 6PRT le valutazioni sull’introduzione di ulteriori misure di flessibilità attraverso la previsione di conferimenti infrannuali per tali soggetti altoconsumanti. È stato altresì richiesto all’impresa maggiore di trasporto di fornire, ai fini delle valutazioni di impatto, i dati dei prelievi di gas di tutti i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto relativi agli anni 2018-2021, non oltre il 31 ottobre 2022.
- 19.12 L’esigenza di introdurre moltiplicatori giornalieri per utenze di tipo industriale è stata segnalata anche nell’ambito delle risposte al DCO 213/2022/R/GAS.
- 19.13 L’Autorità ritiene opportuno introdurre la possibilità di conferimenti infrannuali per i punti di riconsegna a servizio delle utenze industriali, in particolare conferimenti di capacità di tipo mensile e giornaliero. Sulla base dell’analisi dei profili di utilizzo della capacità di trasporto in tali punti, si ritiene opportuno adottare un moltiplicatore pari a 1,3 per i prodotti di capacità mensile, e 1,7 per i prodotti di capacità giornaliera.

**Tabella 3: Livello dei moltiplicatori**

Prodotto di capacità infrannuale	Moltiplicatore					
	Punti di entrata	Punti di uscita transfrontalieri	Punti di riconsegna termoelettrici	Punti di riconsegna industriali	Punti di riconsegna city gate	Altri punti di uscita / riconsegna
Trimestrale	1,2	1,2	-		-	-
Mensile	1,3	1,3	2 <sup>(1)</sup>	1,3	-	-
Giornaliero	1,5	1,5	7 <sup>(1)</sup>	1,7	circa 4 <sup>(2)</sup>	-
Infragiornaliero	1,5	1,5	-		-	-

<sup>(1)</sup> Disciplinato nell’ambito della deliberazione 512/2017/R/GAS, punto 1, lettere b) e c)

<sup>(2)</sup> Fatte salve ulteriori valutazioni in esito a DCO 157/2022/R/GAS

<sup>7</sup> Si osserva che, in risposta al DCO 157/2022/R/GAS, alcuni soggetti hanno proposto una soluzione che prevede l’attribuzione di una quota fissa di capacità annuale, determinata in modo convenzionale, eliminando di fatto la necessità di variabilizzare il corrispettivo di capacità.

### **Fattori stagionali**

19.14 L'Autorità, in continuità con i criteri attualmente vigenti e tenendo conto degli esiti delle precedenti consultazioni, non ritiene necessaria l'introduzione di fattori stagionali.

### **Capacità interrompibile**

19.15 La capacità di trasporto interrompibile è resa disponibile dall'impresa maggiore di trasporto nei punti di entrata e di uscita interconnessi con l'estero, secondo le modalità definite nel proprio Codice di rete, applicando corrispettivi di capacità ridotti rispetto a quelli applicati alla capacità di trasporto di tipo continuo. La riduzione attualmente applicata è pari al 15%, ed è determinata dall'impresa maggiore al fine di riflettere il rischio associato all'interruzione del servizio.

<i>S 15. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali.</i>
--

## **PARTE IV**

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

#### **20. Articolazione tariffaria del servizio di misura**

##### Criteri generali

20.1 L'attuale articolazione tariffaria del servizio di misura prevede la definizione di due corrispettivi:

- a) il corrispettivo  $CM^T$  a copertura delle attività di *meter reading* e di *metering* nella diretta responsabilità dell'impresa di trasporto, applicato alla capacità conferita nei punti di riconsegna della rete di trasporto;
- b) il corrispettivo  $CM^{CF}$  a copertura dell'attività di *metering* sui punti di riconsegna dei clienti finali, applicato alla capacità conferita nei punti di riconsegna che alimentano clienti finali, la cui titolarità dell'impianto di misura è in capo all'impresa di trasporto; a decorrere dall'anno 2022, ai punti di riconsegna nella titolarità delle imprese di trasporto per i quali la titolarità sia stata acquisita, dall'anno 2022, tramite cessione da parte dei clienti finali, il corrispettivo  $CM^{CF}$  è applicato in misura pari al 50% per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione.

20.2 Nel DCO 213/2022/R/GAS, l'Autorità ha proposto:

- a) una differenziazione del corrispettivo  $CM^{CF}$  sulla base di due o tre distinte classi di *Qero*, anche tenuto conto dei costi associati alle diverse classi di misuratori, da valutare sulla base di specifici approfondimenti;
- b) la definizione di tali corrispettivi  $CM^{CF}$  fisso per tutto il periodo di regolazione, 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.

##### Differenziazione del corrispettivo $CM^{CF}$

20.3 Nell'ambito delle risposte alla consultazione, non sono state espresse particolari criticità rispetto all'eventuale differenziazione del corrispettivo di misura. Un soggetto ha proposto, in luogo di un corrispettivo capacitivo, un corrispettivo fisso per punto di riconsegna della rete di trasporto (sempre differenziato per classe di portata).

20.4 Sulla base dei dati raccolti risulta, da un lato, una ampia eterogeneità nei dati di costo e di capacità conferita relativi ai punti di riconsegna con misuratori che ricadono nella classe A (fino a 100 Sm<sup>3</sup>/h) e, dall'altro, un limitato numero di impianti che ricadono nelle classi superiori. Ciò rende complessa la definizione di corrispettivi specifici in funzione delle diverse classi (o eventualmente sotto-classi) di *Qero*, che siano, nel tempo, puntualmente espressione dei costi sottostanti il servizio; ciò rileva tanto più se si considera la proposta (cfr. punto 20.7 e successivi) di definire il corrispettivo  $CM^{CF}$  stabile per tutto il periodo di regolazione.

- 20.5 Ciò premesso, si osserva come i costi di installazione (riportati su base annuale) e manutenzione (su base annuale) crescano all'aumentare della classe del misuratore, ma in misura meno che proporzionale rispetto alle capacità mediamente conferite. Ne consegue che, nell'ipotesi di mantenere un corrispettivo capacitivo, il corrispettivo applicato ai misuratori di classe superiore debba essere più basso rispetto a quello applicato ai misuratori di classe inferiore, al fine di riflettere gli effetti delle economie di scala.
- 20.6 A tal proposito, tenuto conto dei dati relativi ai costi medi di installazione e manutenzione e delle capacità conferite come forniti dalle imprese di trasporto, e con l'obiettivo di evitare eccessive differenze rispetto al valore del corrispettivo  $CM^{CF}$  applicato negli anni del 5PRT, l'Autorità ritiene opportuno introdurre una differenziazione almeno duplice del corrispettivo  $CM^{CF}$ , proponendo di:
- applicare due distinti corrispettivi  $CM^{CF}$  ai misuratori con  $Q_{ero}$  fino a 4.000  $Sm^3/h$  compreso ( $CM_A^{CF}$ ), e ai misuratori con  $Q_{ero}$  maggiore di 4.000  $Sm^3/h$  ( $CM_B^{CF}$ );
  - definire i due corrispettivi sulla base di un rapporto tra il corrispettivo applicato ai misuratori di classe superiore e quello applicato ai misuratori di classe inferiore, mantenuto fisso per la durata del 6PRT;
  - fissare tale rapporto pari al 15%, valore che si ritiene possa contemperare l'esigenza di riflettere gli effetti delle economie di scala nei costi di installazione e manutenzione con l'esigenza di garantire adeguata stabilità rispetto al valore in vigore nel 5PRT.

#### Stabilità del corrispettivo $CM^{CF}$

- 20.7 Rispetto alla possibilità di definire il corrispettivo  $CM^{CF}$  stabile per tutto il periodo di regolazione, si precisa come la proposta nasca dall'esigenza di garantire maggiore certezza rispetto all'evoluzione del corrispettivo e agevolare le decisioni di cessione degli impianti di misura: vi è infatti il rischio di una elevata volatilità nella valorizzazione del corrispettivo, dovuta alla transizione in corso da un sistema dove la maggior parte degli impianti è di proprietà dei clienti finali, ad un sistema dove una parte significativa di questi impianti potrebbe essere ceduta alle imprese di trasporto ai fini di una gestione ottimizzata del servizio (cfr. riforma dell'assetto di misura disciplinata con deliberazione 512/2021/R/GAS). Il valore delle capacità previste in conferimento e dei costi associati a tali impianti può quindi anche variare significativamente da un anno all'altro.
- 20.8 Al fine di garantire maggiore stabilità, certezza e prevedibilità nell'evoluzione dei corrispettivi  $CM^{CF}$  differenziati come sopra riportato, l'Autorità è orientata a prevedere che questi siano definiti per il primo anno del periodo di regolazione, e siano successivamente aggiornati annualmente tenendo conto esclusivamente della variazione percentuale del deflatore degli investimenti fissi lordi utilizzato ai fini dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto.

## PARTE V

### MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI

#### 21. Trasferimenti e perequazioni dei ricavi tariffari

- 21.1 L'applicazione di corrispettivi definiti a livello nazionale rende necessaria la conferma di specifici meccanismi di trasferimento e perequazione dei ricavi finalizzati ad assicurare a ciascuna impresa di trasporto un gettito coerente con i propri ricavi di riferimento.
- 21.2 Per quanto riguarda i corrispettivi di capacità, si intende confermare l'applicazione di:
- a) un trasferimento dei ricavi di rete nazionale relativi al gettito associato ai corrispettivi di uscita, finalizzato a consentire a ciascuna impresa che svolge l'attività di trasporto su rete nazionale di gasdotti di ricevere la quota-parte dei ricavi a copertura dei costi di tale servizio dalle imprese di trasporto regionale (che riscuotono il gettito dei corrispettivi di uscita, che coprono i costi del servizio di trasporto sia su rete regionale sia su rete nazionale, presso i punti di riconsegna);
  - b) una perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale dei gasdotti, finalizzata a garantire che ciascuna impresa di trasporto che svolge l'attività di trasporto su rete regionale di gasdotti riceva un gettito tariffario commisurato all'ammontare dei ricavi riconosciuti a copertura dei propri costi, anziché ai costi medi di settore.
- 21.3 Ai fini della gestione dei meccanismi di cui al precedente punto, si conferma l'orientamento di ripartire il corrispettivo  $CP_u$  nei corrispettivi pro-forma  $CP_u^R$  e  $CP_u^N$ , dove:
- a) il corrispettivo pro-forma  $CP_u^R$ , riferito ai ricavi di rete regionale, è definito pari al rapporto tra i ricavi di rete regionale (al netto della quota parte dei ricavi  $RSC$  e delle penali riconducibili ai soli punti di riconsegna) e le capacità previste in conferimento ai punti di riconsegna;
  - b) il corrispettivo pro-forma  $CP_u^N$ , riferito ai ricavi di rete nazionale, è definito come  $CP_u^N = (CP_u - CP_u^R)$ .
- 21.4 Ai fini della gestione del meccanismo di perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale dei gasdotti, è definito per ciascuna impresa di trasporto  $i$  che svolge l'attività di trasporto su rete regionale di gasdotti un corrispettivo pro-forma  $CP_{u,i}^R$  specifico d'impresa, determinato dividendo la componente di ricavo  $RT_i^{CAP,R}$  di ciascuna impresa di trasporto  $i$  per le capacità previste in conferimento ai punti di riconsegna riconducibili a ciascuna impresa di trasporto  $i$ .
- 21.5 Meccanismi perequativi analoghi a quello dei ricavi relativi alla rete regionale, finalizzati a consentire a ciascuna impresa di ottenere un gettito tariffario coerente con i propri specifici ricavi riconosciuti, devono inoltre essere applicati con riferimento alla quota parte del corrispettivo unitario variabile  $CV_U$  a copertura dei costi operativi ( $CV_{COR}$ ) e ai corrispettivi di misura  $CM^T$  e  $CM^{CF}$ . Tali

meccanismi perequativi, per semplicità amministrativa, sono demandati a specifici accordi tra le imprese di trasporto.

- 21.6 In coerenza con i meccanismi attualmente vigenti, si ritiene pertanto opportuno:
- a) che la perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale sia gestita da Cassa, a valere sul “Conto squilibri perequazione trasporto”, ed effettuata su base annuale;
  - b) demandare a specifici accordi di ripartizione dei ricavi tra imprese:
    - i. il trasferimento del gettito a copertura del servizio di trasporto svolto sulla rete nazionale di gasdotti;
    - ii. la perequazione del gettito pro-forma associato alla quota parte del corrispettivo unitario variabile  $CV_U$  a copertura dei costi operativi ( $CV_{COR}$ );
    - iii. la perequazione del gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi di misura.

<i>S 17. Osservazioni in merito ai meccanismi di perequazione dei ricavi.</i>
---

## 22. Fattori correttivi dei ricavi e conguagli

- 22.1 L’Autorità è orientata a confermare l’applicazione dei seguenti meccanismi di copertura dei ricavi:
- a) copertura del rischio associato alle variazioni delle capacità di trasporto conferite rispetto a quelle previste (fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto);
  - b) copertura del rischio associato alle variazioni dei volumi di gas effettivamente prelevati dalla rete rispetto a quelli utilizzati ai fini del dimensionamento del corrispettivo variabile  $CV_U$  (fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto);
  - c) fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura.
- 22.2 Inoltre, in ragione delle modifiche proposte sui criteri di riconoscimento delle perdite di rete, autoconsumi e GNC e dei connessi meccanismi di conguaglio (cfr. Capitolo 12), si conferma l’opportunità di introdurre specifici meccanismi di conguaglio di tali partite.
- 22.3 I meccanismi di seguito descritti potrebbero essere soggetti a revisioni/integrazioni al fine di tener conto della necessità di ricondurre le imprese di trasporto al valore dei ricavi ammessi in ottica ROSS.

### Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto

- 22.4 L’Autorità è orientata a confermare le attuali modalità applicative del Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto, determinato, per ciascuna impresa di trasporto, come differenza tra:

- a) la componente di ricavo utilizzata per la determinazione dei corrispettivi unitari di capacità, al netto della quota relativa ai ricavi di scostamento;
  - b) la somma di:
    - i. i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi di capacità  $CP_e$  e  $CP_u$  al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e di eventuali penali corrisposte dall'impresa di trasporto, al netto dei meccanismi perequativi tra imprese di trasporto;
    - ii. la differenza tra la componente di ricavo utilizzata per la determinazione dei corrispettivi unitari di capacità e la medesima componente rideterminata sulla base dei dati patrimoniali di consuntivo e di eventuali aggiornamenti del WACC ai sensi del TIWACC.
- 22.5 Nel calcolo dei ricavi effettivi si tiene conto anche di eventuali ricavi addizionali riscossi dalla società di trasporto per la fornitura di ulteriori servizi ai sensi di disposizioni stabilite dal Codice di rete, i cui costi non siano stati enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di trasporto e misura.
- 22.6 Ai fini del calcolo dei ricavi effettivi, con riferimento all'importo di risoluzione anticipato dei contratti di trasporto di durata pluriennale, si considerano gli importi effettivamente riscossi in luogo degli importi fatturati, fermo restando l'obbligo per l'impresa di compiere tutte le azioni volte a ridurre o a contenere il rischio derivante dall'inadempimento dell'utente, secondo un criterio di massima diligenza.

#### **Fattore correttivo dei ricavi di commodity del servizio di trasporto**

- 22.7 Nel DCO 213/2022/R/GAS, l'Autorità ha proposto di confermare le attuali modalità applicative del Fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto, che assicurano al gestore una copertura rispetto al rischio di scostamento tra i volumi di riferimento e quelli effettivi, al netto di una franchigia pari al 4% dello scostamento. Su tale aspetto, un operatore ha chiesto di escludere i costi relativi all'*Emission Trading System* (ETS) dalla quota del corrispettivo variabile soggetta al rischio volume (nei limiti della franchigia).
- 22.8 L'Autorità ritiene che, al pari della quota di ricavo a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, la franchigia del Fattore correttivo di *commodity* lasci in capo alle imprese di trasporto un rischio (che può tradursi in minori o maggiori ricavi per l'impresa a seconda che i volumi effettivamente riconsegnati dalla rete di trasporto siano inferiori o superiori a quelli di riferimento) che varia in funzione del prezzo dei titoli ETS, il quale è al di fuori del controllo delle imprese di trasporto. Per tale ragione, in analogia a quanto già disciplinato per la quota di ricavo a coperture di autoconsumi, perdite e GNC, si ritiene opportuno escludere la quota di ricavo a copertura di costi ETS dal calcolo del fattore correttivo di *commodity*. Per le modalità di conguaglio del gettito tariffario a copertura dei costi ETS si rimanda al Capitolo 8.
- 22.9 Tenuto conto di quanto sopra, l'Autorità è orientata determinare il Fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto come differenza tra:

- a) la componente di ricavo utilizzata per la determinazione del corrispettivo unitario variabile  $CV_U$ , ad esclusione della quota-parte di ricavo a copertura di autoconsumi, perdite e GNC ( $RT_{APG}$ ), e della quota-parte di ricavo a copertura dei costi relativi al servizio di *Emission Trading* ( $RT_{ETS}$ );
- b) i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione del corrispettivo  $CV_U$ , al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa, delle quote parte di corrispettivo variabile a copertura di autoconsumi, perdite e GNC ( $CV_{APG}$ ) e dei costi relativi al servizio di *Emission Trading* ( $CV_{ETS}$ ), e tenuto conto di una franchigia pari al 4%.

22.10 Il Fattore correttivo è determinato per l'impresa maggiore di trasporto, che provvede a regolare le somme con le altre imprese di trasporto nell'ambito degli accordi di ripartizione dei ricavi.

### **Conguaglio delle partite relative ad autoconsumi, perdite, GNC, e oneri ETS**

#### Conguaglio delle partite relative agli autoconsumi

22.11 Come richiamato al punto 9.19, il quadro regolatorio garantisce una totale copertura dei costi sostenuti dal RdB a copertura degli autoconsumi, in continuità con la regolazione vigente; di conseguenza, non si prevede alcun meccanismo di conguaglio o incentivazione con riferimento a tale partita.

#### Conguaglio delle partite relative alle perdite fisiche di rete

22.12 In relazione alle perdite fisiche di rete, come richiamato al punto 9.21, l'Autorità intende introdurre un meccanismo che prevede che ciascuna impresa di trasporto compensi con Cassa, nell'anno  $t+1$ , lo scostamento tra le perdite contabilizzate nell'ambito del bilancio della rete (approvvigionate dal RdB) e le perdite riconosciute ai fini tariffari, valorizzato al prezzo medio di acquisto delle risorse da parte del RdB registrato nell'anno tariffario.

#### Conguaglio delle partite relative al GNC

22.13 In relazione al GNC, come richiamato al punto 9.22, si intende confermare, nella sostanza, l'attuale meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di trasporto rispetto agli scostamenti tra il GNC riconosciuto e quello effettivo, prevedendone tuttavia un adattamento al nuovo quadro regolatorio che assicura al RdB l'integrale copertura dei costi sostenuti per il GNC, e una modifica dei parametri di esposizione unitaria ed esposizione massima (cfr. punto 9.26).

#### Conguaglio dei costi relativi al sistema di Emission Trading

22.14 In relazione alla quota di ricavo a copertura dei costi ETS, come richiamato al punto 8.3, e in ragione delle modifiche disposte al fattore correttivo dei ricavi di *commodity*, si ritiene opportuno introdurre uno specifico conguaglio della differenza tra il gettito effettivo associato al corrispettivo pro-forma  $CV_{ETS}$  (specifico d'impresa) e i ricavi rideterminati per tenere conto del gas effettivamente utilizzato per il funzionamento delle centrali di compressione, da regolare con Cassa nell'anno  $t+1$ .

**Fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura**

- 22.15 L'Autorità è orientata a confermare, nella sostanza, le attuali modalità di determinazione del Fattore correttivo dei ricavi di misura. Rispetto alle modalità di recupero delle relative somme, l'Autorità intende confermare quanto proposto nel DCO 213/2022/R/GAS, e in particolare di prevedere che il recupero avvenga in analogia alle modalità di recupero delle somme per il servizio di trasporto, ossia mediante regolazione con Cassa nell'anno  $t+1$  rispetto all'anno tariffario.
- 22.16 Il Fattore correttivo sarebbe pertanto determinato, per ciascuna impresa di trasporto, come differenza tra:
- a) i ricavi di riferimento del servizio di misura;
  - b) la somma di:
    - i. i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi di misura  $CM^T$  e  $CM^{CF}$  al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e al netto dei meccanismi perequativi tra imprese di trasporto;
    - ii. la differenza tra la componente di ricavo utilizzata per la determinazione dei corrispettivi di misura e la medesima componente rideterminata sulla base dei dati patrimoniali di consuntivo.
- 22.17 Nel calcolo dei ricavi effettivi si tiene anche conto anche di eventuali ricavi addizionali riscossi dalla società di trasporto per la fornitura di ulteriori servizi ai sensi di disposizioni stabilite dal Codice di rete.

S 18. Osservazioni in merito ai fattori correttivi dei ricavi.
--

## PARTE VI COMPONENTI TARIFFARIE ADDIZIONALI

### 23. Componenti tariffarie aggiuntive a copertura di oneri generali del sistema gas

23.1 La Tabella 4 presenta una sintesi delle componenti tariffarie aggiuntive alla tariffa di trasporto a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas (oggi disciplinate al Titolo VIII della RTTG), precisandone destinazione, modalità di applicazione e relativo conto istituito presso la Cassa.

**Tabella 4: Componenti tariffarie aggiuntive alla tariffa di trasporto**

Componente	Oggetto della copertura	Applicazione	Conto
GS <sub>T</sub>	Compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio	Quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti	Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio
RE <sub>T</sub>	Oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale nonché degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 22 e all'articolo 32 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28		Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale
UG <sub>3T</sub>	Importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 12 settembre 2012, 363/2012/R/gas		Conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto
CRV <sup>FG</sup>	Oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl	Quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione e a quelli che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti	Conto oneri impianti di rigassificazione
CRV <sup>I</sup>	Oneri per il contenimento dei consumi di gas di cui alla deliberazione n. 277/07		Fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas
CRV <sup>OS</sup>	Oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, volto ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti per tale servizio anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile, nonché del conguaglio dei costi di ripristino		Conto oneri stoccaggio
CRV <sup>BL</sup>	Oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema gas		Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas
CRV <sup>ST</sup>	Oneri connessi al <i>settlement</i> gas		Quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione
CRV <sup>CS</sup>	Costi per la disponibilità di stoccaggio strategico di cui all'articolo 22 del RAST		Conto oneri stoccaggio

#### Articolazione delle componenti aggiuntive per i soggetti a maggior consumo di gas naturale

23.2 Come richiamato al punto 19.11, con deliberazione 448/2022/R/GAS l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, Sesta Sezione, n. 6096 e 6098 del 18 luglio 2022, finalizzato ad adottare misure di flessibilità ed economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione dell'articolo 38, comma 2bis, del decreto-legge 83/2012.

- 23.3 Per quanto riguarda le misure di economicità per i clienti alto consumanti che possono essere adottate, la deliberazione ha previsto che:
- a) ove non fosse possibile ricorrere alla fiscalità generale, sia opportuno che l'applicazione di un principio di economicità del sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale per i clienti alto consumanti possa eventualmente essere valutata con esclusivo riferimento alle componenti tariffarie addizionali a copertura di oneri generali riconducibili al potere regolatorio dell'Autorità, ossia delle componenti finalizzate a recuperare oneri di servizi infrastrutturali non coperti dagli utenti dei relativi servizi (es. le componenti addizionali a copertura degli oneri di stoccaggio e rigassificazione);
  - b) al fine di evitare complessità amministrativa, sia opportuno che l'individuazione dei soggetti potenzialmente beneficiari dell'intervento avvenga secondo criteri non dissimili da quelli individuati nel documento per la consultazione 2 agosto 2022, 385/2022/R/GAS in attuazione del decreto MiTE 21 dicembre 2021, opportunamente modificati per tenere conto del diverso ambito di applicazione;
  - c) le eventuali ulteriori misure di economicità possano essere costruite secondo le medesime modalità applicative già vigenti per le agevolazioni tariffarie che saranno definite in attuazione del decreto MiTE 21 dicembre 2021, che prevedono rimborsi da parte di Cassa dei maggiori importi pagati dai clienti finali beneficiari.
- 23.4 Eventuali misure che intervengono sull'articolazione tariffaria delle componenti addizionali sono rimandate al procedimento avviato con la richiamata deliberazione.

#### Tempistiche di versamento

- 23.5 In materia di tempistiche per il versamento delle componenti tariffarie addizionali, con deliberazione 462/2022/R/COM l'Autorità ha disposto, già a decorrere dal 2023, che il gettito delle componenti addizionali sia versato, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione delle componenti. L'Autorità ritiene opportuno confermare tale previsione per il 6PRT.

#### Strumenti di copertura dal rischio credito per le componenti addizionali

- 23.6 Nell'ambito delle risposte al DCO 213/2022/R/GAS, alcune imprese di trasporto hanno evidenziato la necessità di provvedere al versamento del solo gettito riscosso, in luogo di quello fatturato, o in alternativa di estendere il sistema di garanzie rispetto al rischio insolvenza della tariffa di trasporto anche alle componenti addizionali, anche in considerazione del fatto che la compressione dei tempi per il versamento renderebbe di fatto impossibile portare a termine azioni di recupero crediti per le fatture non pagate.
- 23.7 Sul punto, l'Autorità ritiene che in caso di crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili relativamente alle componenti tariffarie addizionali del servizio di trasporto del gas naturale possa applicarsi un meccanismo di reintegrazione sostanzialmente analogo a quello disciplinato dalla deliberazione

119/2022/R/EEL, attivabile su istanza dell'impresa di trasporto. In particolare, si ritiene opportuno prevedere 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 in relazioni alle quali la società, tenendo conto degli esiti delle azioni legali intraprese, sia in grado di dimostrare l'inesigibilità del credito, dando evidenza delle relative cause nonché dimostrando di aver condotto ogni opportuna e ragionevole azione per il recupero delle somme in questione.

<i>S 19. Osservazioni in merito alle componenti tariffarie addizionali.</i>
---