

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

213/2022/R/GAS

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

Orientamenti iniziali

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

17 maggio 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).

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) entro il 27 giugno 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
sito internet: 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, PEC: 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.

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

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	8
1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione.....	8
2. Obiettivi dell'intervento	9
3. Struttura del documento	10
PARTE II QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO	12
4. Quadro normativo europeo	12
5. Quadro normativo nazionale	16
Normativa nazionale di carattere tariffario.....	16
Disposizioni in materia di metanizzazione della Regione Sardegna.....	17
Disposizioni per fronteggiare l'emergenza derivante dal conflitto Russia-Ucraina....	17
Disposizioni in materia di pianificazione degli investimenti	18
Criteri per l'individuazione del perimetro della rete di trasporto del gas.....	18
6. Quadro regolatorio	19
Disposizioni generali	19
Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento.....	20
Tasso di remunerazione del capitale.....	21
Misura sulla rete di trasporto e trattamento del GNC.....	21
Pianificazione dello sviluppo della rete di trasporto e criteri di efficienza	22
Utilizzi innovativi delle reti di trasporto.....	23
Riforma delle modalità di conferimento della capacità nei punti di riconsegna	23
Capacità di trasporto nei punti di entrata da Gnl	24
Iniziative per fronteggiare l'emergenza conseguente al conflitto tra Russia e Ucraina	24
7. Contesto di riferimento	24
PARTE III CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI.26	
8. Decorrenza e durata del periodo di regolazione	26
9. Articolazione dei ricavi di riferimento.....	26
10. Raccordo con metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi	27
Criteri generali e raccordo con metodologia ROSS	27
Criteri di determinazione dei costi di capitale per gli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023.....	29
<i>Capitale investito riconosciuto</i>	29
<i>Tasso di remunerazione</i>	29
<i>Ammortamenti economico-tecnici</i>	30
Criteri di determinazione della baseline di costo operativo per l'anno 2024	31
11. Criteri di incentivazione ed efficienza	32

Incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto	32
12. Costi relativi al sistema di <i>Emission Trading</i>	32
13. Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato	33
Quantitativi di gas riconosciuti a copertura di perdite, autoconsumi, e GNC	34
<i>Autoconsumi</i>	34
<i>Perdite di rete</i>	34
<i>Gas non contabilizzato</i>	35
Valorizzazione ex-ante di autoconsumi, perdite e GNC	36
Possibile evoluzione dei meccanismi di copertura del rischio prezzo e del rischio quantità	36
Conguaglio delle partite relative a perdite fisiche, GNC e autoconsumi	39
14. Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete.....	40
15. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto	40
Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto	40
Nuove imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione	41
16. Copertura dei costi relativi al servizio di misura del trasporto	41
PARTE IV DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO	42
17. Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari.....	42
18. Struttura della tariffa per il servizio di trasporto	43
19. Allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione <i>capacity – commodity</i>)	44
Ricavi relativi ai servizi di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità (quota <i>capacity</i>)	44
Ricavi relativi ai servizi di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati (quota <i>commodity</i>).....	44
<i>Corrispettivo a copertura dei costi variabili</i>	44
<i>Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi</i>	45
20. Allocazione dei costi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (ripartizione <i>entry-exit</i>)	46
21. Metodologia dei prezzi di riferimento	46
Metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità	46
Aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto di cui al Codice TAR.....	47
<i>Perequazione dei corrispettivi da e per stoccaggio, e dei corrispettivi di uscita verso punti di riconsegna</i>	47
<i>Aggiustamenti relativi ai corrispettivi da e per stoccaggio, e da impianti di Gnl</i> .	48
<i>Riproporzionamento dei corrispettivi unitari di capacità per la copertura dei ricavi di riferimento</i>	48
<i>Sconto al futuro punto di uscita presso Gela</i>	49

Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento	49
22. Trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna	50
23. Consultazione su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali di cui all'articolo 28 del Codice TAR.....	51
Moltiplicatori	52
Fattori stagionali	52
Capacità interrompibile	52
PARTE V DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO	54
24. Articolazione tariffaria del servizio di misura	54
PARTE VI MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI.....	56
25. Perequazione dei ricavi	56
26. Fattori correttivi dei ricavi e conguagli	57
Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto	57
Fattore correttivo dei ricavi di commodity del servizio di trasporto	58
Conguaglio delle partite relative al GNC	58
Conguaglio delle partite relative alle perdite fisiche di rete	58
Fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura.....	59
PARTE VII ULTERIORI ASPETTI.....	60
27. Componenti tariffarie aggiuntive a copertura di oneri generali del sistema gas	60

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), che si avvia il 1° gennaio 2024.
- 1.2 Nell'ambito del presente documento per la consultazione, l'Autorità illustra i propri orientamenti iniziali in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti e di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale, nella cornice di quanto previsto dalla normativa europea in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas naturale di cui al Regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017 (Codice TAR).
- 1.3 In analogia al processo di consultazione relativo al quinto periodo di regolazione (5PRT), l'Autorità intende, ove necessario, coinvolgere nel processo di consultazione l'impresa maggiore di trasporto, affidandole il compito di rendere pubblicamente disponibili il modello di stima dei corrispettivi tariffari per il 6PRT e le simulazioni del livello dei corrispettivi in relazione alle ipotesi di regolazione riportate nel presente documento. Inoltre, si provvederà a richiedere all'impresa maggiore di trasporto anche dati e informazioni propedeutiche alla definizione di alcuni meccanismi regolatori (es. in materia di perdite e gas non contabilizzato).
- 1.4 Successivamente alla pubblicazione del presente documento si valuterà la necessità di organizzare incontri tematici con i soggetti interessati, finalizzati alla presentazione e all'approfondimento degli argomenti oggetto di consultazione.
- 1.5 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'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia - ACER (articolo 27), risulta necessario garantire l'adozione del provvedimento finale non oltre il mese di marzo 2023 (con efficacia dall'anno 2024), e la pubblicazione delle informazioni di cui agli articoli 29 e 30 del Codice TAR entro il 31 maggio 2023. Pertanto, si prevede di pubblicare la consultazione finale sui criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT indicativamente entro la prima metà del mese di ottobre 2022.
- 1.6 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 617/2021/R/GAS, è inoltre prevista la pubblicazione di un ulteriore documento di consultazione contenente le proposte sui criteri di incentivazione ed efficientamento del servizio di trasporto (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 *sharing* dei ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*, e di un documento di consultazione sulla qualità del servizio di trasporto.

- 1.7 Nella Tabella 1 è riportata un'indicazione di massima sulle principali fasi del processo di approvazione dei criteri di regolazione tariffaria e delle tariffe per l'anno 2024.

Tabella 1: Tempistica per l'adozione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT

27 giugno 2022		Termine per la presentazione delle osservazioni al presente DCO
Entro fine giugno 2022	DCO	Pubblicazione della consultazione sui criteri di incentivazione ed efficientamento del servizio di trasporto (in tema di reti ammortizzate, nuove metanizzazioni, centrali <i>dual fuel</i>)
II – III trimestre 2022		Eventuali incontri di approfondimento
Entro metà ottobre 2022	DCO	Pubblicazione della consultazione su orientamenti finali regolazione tariffaria 6PRT (art. 26.1 Codice TAR), resa disponibile anche in lingua inglese. Consultazione con NRA degli Stati membri adiacenti su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali per l'anno 2024
IV trimestre 2022 – I trimestre 2023		Invio della consultazione ad ACER e valutazione su conclusioni analisi ACER
IV trimestre 2022	DCO	Pubblicazione DCO su criteri di regolazione della qualità
I trimestre 2023	Delibera	Definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, inclusa la definizione di sconti, moltiplicatori e fattori stagionali per l'anno 2024 (art. 28 Codice TAR)
Entro 31 maggio 2023	Delibera	Approvazione proposte tariffarie e pubblicazione informazioni art. 29 e 30 del Codice TAR per l'anno 2024
IV trimestre 2023	Delibera	Definizione dei criteri di regolazione della qualità per il 6PRT

2. Obiettivi dell'intervento

- 2.1 Nella deliberazione di avvio di procedimento, 617/2021/R/GAS, l'Autorità ha disposto la formazione dei provvedimenti al fine di:

- a) definire i criteri di determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasporto in coerenza con i principi e i criteri generali di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale, che saranno definiti in esito al procedimento avviato con la deliberazione 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 272/2021/R/COM), garantendo un adeguato coordinamento tra i due procedimenti;
- b) rafforzare ulteriormente il coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto (di seguito: Piani);

- c) definire criteri efficienza per lo sviluppo di reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
- d) valutare se l'attuale quadro di regolazione delle partite relative alle perdite di rete sia coerente rispetto all'obiettivo di riduzione delle emissioni di metano in atmosfera;
- e) valutare, anche ai sensi del Codice TAR, la coerenza della metodologia dei prezzi di riferimento rispetto al contesto di mercato;
- f) in coerenza con quanto indicato nella deliberazione 23 novembre 2021, 512/2021/R/GAS, definire le modalità di determinazione e aggiornamento del corrispettivo di misura CM^{CF} a copertura dei costi connessi alle attività di *metering* degli impianti di misura presso i clienti finali svolte dall'impresa di trasporto;
- g) valutare l'applicazione, nel futuro punto di uscita dalla rete italiana presso Gela, uno sconto alle tariffe di trasporto applicate alla capacità, in applicazione della possibilità 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;
- h) definire criteri puntuali per stabilire i costi associati al collegamento virtuale tra la regione Sardegna e il Continente, e le modalità di recupero di tali costi;
- i) garantire la coerenza tra le modalità di conferimento di capacità di trasporto ai punti di riconsegna e le modalità di determinazione dei corrispettivi di trasporto;
- j) valutare l'eventuale esigenza di aggiornamento della regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di trasporto del gas, nonché della qualità commerciale.

2.2 L'Autorità ha inoltre disposto che il procedimento:

- a) sia sviluppato in coordinamento con il procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale, e che riguardi, tra l'altro, le modalità applicative di tali criteri al servizio di trasporto;
- b) si concluda entro il 15 marzo 2023.

S 3. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.

3. Struttura del documento

3.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende:

- a) la Parte II, nella quale è riportato il quadro normativo e regolatorio, e il contesto di riferimento;
- b) la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti iniziali in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti;
- c) la Parte IV, nella quale sono riportati gli orientamenti iniziali in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto;

- d) la Parte V, nella quale sono riportati gli orientamenti iniziali in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto;
- e) la Parte VI, nella quale sono riportati gli orientamenti iniziali in merito ai meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi;
- f) la Parte VII, nella quale sono trattati gli ulteriori aspetti rilevanti ai fini della presente consultazione.

PARTE II

QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO

4. Quadro normativo europeo

- 4.1 A livello comunitario, con riferimento al Regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, in materia di condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale:
- a) l'articolo 13, paragrafo 1, primo comma, stabilisce che le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle, applicate dai gestori dei sistemi di trasporto e approvate dalle autorità di regolamentazione debbano essere trasparenti, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento e rispecchiare i costi effettivamente sostenuti purché essi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e strutturalmente comparabile e siano trasparenti, includendo nel contempo un appropriato rendimento degli investimenti e prendendo in considerazione, ove opportuno, le analisi comparative delle tariffe da parte delle autorità di regolamentazione; le tariffe o le metodologie utilizzate per calcolarle devono essere applicate in modo non discriminatorio;
 - b) l'articolo 13, paragrafo 1, terzo comma, stabilisce inoltre che le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle, facilitino lo scambio efficiente di gas e la concorrenza, evitando allo stesso tempo la compensazione incrociata tra utenti della rete, fornendo incentivi per gli investimenti e mantenendo o realizzando l'interoperabilità delle reti di trasporto;
 - c) l'articolo 13, paragrafo 1, terzo comma, stabilisce, infine, che le tariffe applicabili agli utenti della rete siano non discriminatorie e determinate in modo distinto per ogni punto d'entrata e d'uscita del sistema di trasporto.
- 4.2 Il Regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017, istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas (Codice TAR). In particolare:
- a) l'articolo 26 reca specifiche prescrizioni alle autorità nazionali di regolamentazione sul processo di consultazione, in particolare relativamente al contenuto della consultazione finale e alle tempistiche;
 - b) l'articolo 27, paragrafo 1, prevede che l'autorità nazionale di regolamentazione trasmetta ad ACER i documenti di consultazione;
 - c) l'articolo 27, paragrafi 2 e 3, prevede che, entro due mesi dal termine della consultazione finale, ACER pubblici e invii all'autorità nazionale di regolamentazione e alla Commissione Europea le conclusioni della propria analisi del documento di consultazione finale in merito alla pubblicazione delle informazioni di cui all'articolo 26, paragrafo 1, del Codice TAR, nonché alla conformità: a) della metodologia dei prezzi di riferimento rispetto ai requisiti di cui all'articolo 7 del Codice TAR; b) delle tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati rispetto ai criteri di cui all'articolo 4, paragrafo

- 3, del Codice TAR; c) delle tariffe non di trasporto rispetto ai criteri di cui all'articolo 4, paragrafo 4, del Codice TAR;
- d) ai sensi dell'articolo 27, paragrafo 4, entro cinque mesi dal termine della consultazione finale l'autorità nazionale di regolamentazione adotta e pubblica una decisione motivata su tutti gli elementi di cui all'articolo 26, paragrafo 1, del medesimo Codice TAR; tale previsione presuppone che tali informazioni siano altresì rese disponibili in sede di decisione finale;
- e) ai sensi dell'articolo 29 del Codice TAR, i corrispettivi applicati ai punti di interconnessione e ai punti diversi dai punti di interconnessione per i quali l'autorità nazionale di regolamentazione decide di applicare il Codice CAM sono pubblicati prima dell'asta annuale per la capacità annua, ossia indicativamente entro il 31 maggio di ciascun anno.
- 4.3 Con riferimento al Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017, recante misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas:
- a) l'articolo 1 dispone misure atte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'Unione assicurando il corretto e costante funzionamento del mercato interno del gas naturale e permettendo l'adozione di misure eccezionali da attuare qualora il mercato non sia più in grado di fornire i necessari approvvigionamenti di gas, comprese misure di solidarietà di ultima istanza;
- b) l'articolo 6, paragrafo 1, prevede che ciascuno Stato membro o la propria autorità competente, secondo quanto previsto dallo Stato membro, provvede ad adottare le misure necessarie affinché, in caso di interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale del gas, la capacità tecnica delle infrastrutture rimanenti sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni; il paragrafo 4, del medesimo articolo prevede che i gestori del sistema di trasporto realizzano, di norma, una capacità fisica permanente di trasporto del gas in entrambe le direzioni («capacità bidirezionale») su tutte le interconnessioni tra Stati membri; inoltre, le autorità nazionali di regolamentazione tengono conto dell'efficienza dei costi sostenuti per ottemperare all'obbligo di cui al paragrafo 1 e dei costi connessi alla realizzazione della capacità bidirezionale;
- c) l'articolo 13 dispone inoltre misure di solidarietà tra Stati membri.
- 4.4 In relazione allo svolgimento dell'attività di trasporto del gas naturale, assumono anche rilievo:
- a) il Regolamento (UE) 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto (Codice BAL);
- b) il Regolamento (UE) 2017/459 della Commissione del 16 marzo 2017, che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas (Codice CAM).

- 4.5 Nell'ambito degli obiettivi dell'Unione Europea in materia di energia e clima, il Regolamento Delegato (UE) 2020/389 della Commissione Europea del 31 ottobre 2019, che modifica il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 in materia di infrastrutture energetiche transeuropee, individua aree e corridoi prioritari per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche e stabilisce gli orientamenti per lo sviluppo tempestivo e l'interoperabilità di tali aree e corridoi, facilitando inoltre l'attuazione tempestiva di progetti di interesse comune, fornendo norme e orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero e incentivi correlati al rischio per progetti di interesse comune e determinando le condizioni per l'ammissibilità di progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'Unione Europea.
- 4.6 In data 15 dicembre 2021, la Commissione Europea ha pubblicato una proposta per un nuovo quadro dell'Unione Europea per decarbonizzare i mercati del gas, promuovere l'idrogeno e ridurre le emissioni di metano. Tra gli obiettivi principali figurano la creazione di un mercato dell'idrogeno, la realizzazione di un contesto favorevole agli investimenti e la definizione delle condizioni per lo sviluppo di un'infrastruttura dedicata anche per gli scambi con i paesi terzi. In relazione alle tematiche connesse all'attività di trasporto, la proposta prevede in particolare che:
- a) i Piani nazionali di sviluppo della rete si basino su uno scenario comune per l'energia elettrica, il gas e l'idrogeno, allineato ai piani nazionali per l'energia e il clima e al Piano decennale europeo per lo sviluppo della rete (TYNDP);
 - b) nell'ambito dei Piani nazionali i gestori delle reti del gas includano informazioni sulle infrastrutture che possono essere dismesse o riconvertite;
 - c) l'eliminazione delle tariffe per le interconnessioni transfrontaliere, e una loro riduzione nei punti di immissione, al fine di facilitare l'accesso alla rete del gas esistente per i gas da fonti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio;
 - d) il rafforzamento delle disposizioni vigenti in materia di sicurezza dell'approvvigionamento.
- 4.7 Nell'ambito del pacchetto di iniziative, la Commissione Europea ha altresì pubblicato una proposta legislativa in materia di riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia. La proposta prevede in particolare un nuovo quadro giuridico dell'Unione per garantire le norme più rigorose in materia di misurazione, verifica e comunicazione delle emissioni di metano; le nuove norme imporranno alle imprese di misurare e quantificare alla fonte le emissioni di metano a livello di attività e di effettuare ricerche capillari per individuare e riparare le perdite di metano nelle attività che svolgono. La proposta vieta inoltre le pratiche di rilascio in atmosfera e combustione in torcia responsabili della fuoriuscita di metano nell'atmosfera, salvo in circostanze rigorosamente definite. Gli Stati membri dovranno inoltre elaborare piani di mitigazione, tenendo conto della mitigazione delle emissioni di metano e della misurazione del metano da miniere abbandonate e pozzi inattivi.
- 4.8 Per quanto riguarda le misure finalizzate a fronteggiare l'emergenza conseguente al conflitto tra Russia e Ucraina, la comunicazione della Commissione Europea del 8 marzo 2022 (REPower EU) delinea un quadro di iniziative per affrancare

l'Europa dai combustibili fossili russi prima del 2030, e per rispondere all'aumento dei prezzi dell'energia in Europa e ricostituire le scorte di gas per il prossimo inverno. La comunicazione individua due aree di azione principali:

- a) misure per affrontare l'emergenza, che includono:
 - i. ulteriori misure per attenuare l'impatto dei prezzi elevati sui consumatori vulnerabili, inclusa la possibilità di regolamentare i prezzi in circostanze eccezionali e le modalità con cui gli Stati membri possono redistribuire ai consumatori le entrate derivanti dagli elevati profitti del settore energetico e dallo scambio di quote di emissione;
 - ii. un quadro temporaneo di crisi per gli aiuti di Stato che consenta di fornire aiuti alle imprese colpite dalla crisi, in particolare quelle che devono far fronte a costi energetici elevati;
 - iii. disposizioni in merito agli stoccaggi di gas, che prevedano soglie di riempimento entro il 1° ottobre di ogni anno e accordi di solidarietà tra gli Stati membri;
- b) misure di medio-lungo periodo per eliminare la dipendenza dalle fonti fossili fornite dalla Russia, che includono:
 - i. la diversificazione degli approvvigionamenti di gas, grazie all'aumento delle importazioni da fornitori non russi e all'aumento dei volumi di produzione e di importazione di biometano e idrogeno rinnovabile;
 - ii. la riduzione dell'uso di combustibili fossili nell'edilizia, nell'industria e a livello di sistema energetico grazie a miglioramenti dell'efficienza energetica, all'aumento delle energie rinnovabili e all'elettrificazione.

4.9 In materia di stoccaggi, in data 23 marzo 2022 la Commissione Europea ha adottato una proposta di revisione del Regolamento (EU) 2017/1938, che include livelli minimi di riempimento degli stoccaggi all'inizio di ciascun anno termico e che prevede, tra l'altro, l'applicazione di uno sconto pari al 100% alle tariffe di trasporto di capacità nei punti di entrata/uscita da/verso stoccaggio.

4.10 In materia di aiuti di Stato, in data 23 marzo 2022 la Commissione Europea ha adottato un Quadro temporaneo (fino al 31 dicembre 2022) di crisi per gli aiuti di Stato a sostegno dell'economia nel contesto dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, che prevede – nel rispetto dei principi di proporzionalità, ammissibilità e sostenibilità –, tre tipi di aiuti:

- a) aiuti di importo limitato;
- b) sostegno alla liquidità sotto forma di garanzie statali e prestiti agevolati;
- c) aiuti destinati a compensare i prezzi elevati dell'energia per le imprese, in particolare quelle energivore.

5. Quadro normativo nazionale

Normativa nazionale di carattere tariffario

- 5.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L’articolo 1, comma 1 della medesima legge, identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:
- a) essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “*la promozione della concorrenza e dell’efficienza*”;
 - c) “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.
- 5.2 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95).
- 5.3 L’articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95, come modificato con il decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17, come convertito dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, dispone che l’Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all’andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 5.4 Il quadro normativo nell’ambito del quale l’Autorità è chiamata a definire le tariffe per l’attività di trasporto del gas naturale è precisato nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), come integrato dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11). Il decreto legislativo n. 164/00, in particolare, oltre a definire la struttura organizzativa del settore stabilisce alcuni criteri generali per la determinazione delle tariffe, prevedendo in particolare che:
- a) l’Autorità determini le tariffe in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito e tenendo conto della necessità di non penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, ed in particolare le aree del Mezzogiorno;
 - b) le tariffe per il trasporto tengano conto, in primo luogo, della capacità impegnata e della distanza di trasporto e, in secondo luogo, della quantità trasportata indipendentemente dalla distanza;
 - c) le tariffe relative al trasporto sulla rete nazionale di gasdotti siano determinate in relazione ai punti di entrata e di uscita da tale rete, tenendo conto della distanza in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali.
- 5.5 In merito a misure volte alla promozione della concorrenza e al sostegno del sistema industriale italiano, il comma *2bis*, dell’articolo 38 del decreto-legge 22

giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: decreto-legge n. 83/12), prevede che l’Autorità provveda ad adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale.

Disposizioni in materia di metanizzazione della Regione Sardegna

- 5.6 L’articolo 60, comma 6, del decreto-legge n. 76/20, recante misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale, prevede che, ai fini del rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, sia garantito l’approvvigionamento di energia all’isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d’Italia e, a tal fine, sia “(*...*)*considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l’insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa*”.
- 5.7 È attualmente in fase di pubblicazione il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri per l’individuazione delle opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell’utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell’Isola, nonché funzionali alla transizione energetica verso la decarbonizzazione delle attività produttive, tra le quali le infrastrutture finalizzate all’estensione della rete nazionale di trasporto del gas alla Sardegna attraverso un collegamento virtuale.

Disposizioni per fronteggiare l’emergenza derivante dal conflitto Russia-Ucraina

- 5.8 Al fine di fronteggiare la situazione eccezionale del sistema nazionale di gas naturale derivante dal conflitto russo ucraino e di garantire il soddisfacimento della domanda di gas naturale riferita all’anno termico 2022-2023, il decreto-legge 28 febbraio 2022, n. 16, ha previsto che possano essere adottate, mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro della transizione ecologica, misure finalizzate tra l’altro all’aumento della disponibilità di gas.
- 5.9 Il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17 (c.d. “DL Energia”), contiene disposizioni finalizzate ad accrescere la sicurezza delle forniture di gas naturale, tra le quali è previsto di stabilire meccanismi economici per rendere disponibili volumi aggiuntivi di gas naturale dai punti di interconnessione con gasdotti non interconnessi alla rete europea dei gasdotti e nei terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, allo scopo di contrastare l’insorgere di situazioni di emergenza.
- 5.10 Il decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21, contenente misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, ha introdotto misure per assicurare il rafforzamento dei presidi per la sicurezza, la difesa nazionale, le reti di comunicazione elettronica e degli approvvigionamenti di materie prime. In particolare, per quanto qui rileva, è stato previsto che, per le finalità di monitoraggio di cui all’articolo 3, comma 5, lettera d), del decreto legislativo

164/2000, i titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano trasmettano al Ministero della Transizione Ecologica e all’Autorità i medesimi contratti ed i nuovi contratti che verranno sottoscritti, nonché le modifiche degli stessi.

Disposizioni in materia di pianificazione degli investimenti

- 5.11 L’articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11 prevede che con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico (oggi Ministro della Transizione Ecologica), siano individuate le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e le relative infrastrutture di trasporto di energia, anche di interconnessione con l’estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale, anche con riferimento agli obblighi derivanti dall’attuazione delle direttive comunitarie in materia di energia, e di assicurare adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.
- 5.12 L’articolo 16, comma *6bis*, del decreto legislativo n. 93/11, come modificato dalla legge 29 luglio 2015, n. 115, ascrive all’Autorità il compito di valutare se i Piani presentati dai gestori:
- a) contemplino tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva;
 - b) siano coerenti con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), di cui all’articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del Regolamento n. 715/2009.
- 5.13 Ai fini della predetta valutazione dei Piani, l’Autorità verifica altresì che la scelta degli investimenti individuati nei predetti schemi sia effettuata sulla base di criteri di economicità ed efficienza in ossequio alle disposizioni di cui all’articolo 1 della legge n. 481/95 in materia di economicità e redditività dei servizi di pubblica utilità, nonché alla disciplina tariffaria la quale prevede che il riconoscimento in tariffa dei costi relativi agli investimenti avvenga “*a condizione che [questi] siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità*”.
- 5.14 L’articolo 16, comma 6, del decreto legislativo n. 93/11, prevede che il Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) valuti, tra l’altro, la coerenza dei Piani con la strategia energetica nazionale di cui all’articolo 3 del medesimo decreto.

Criteri per l’individuazione del perimetro della rete di trasporto del gas

- 5.15 Ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00, l’ambito della rete nazionale di gasdotti viene individuato con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l’Autorità e la Conferenza Unificata.
- 5.16 Il Ministero della Transizione Ecologica, da ultimo con decreto del Direttore Generale del Dipartimento per l’Energia, Direzione Generale Infrastrutture e

Sicurezza, 17 febbraio 2022, ha provveduto all'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti, a far data dal 1° gennaio 2022¹. I gasdotti sono suddivisi in quattro distinte tipologie:

- a) gasdotti ricadenti in mare;
- b) gasdotti di importazione ed esportazione non compresi nell'elenco dei gasdotti di cui al punto a), e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento;
- c) gasdotti collegati agli stoccaggi;
- d) gasdotti interregionali funzionali al sistema nazionale del gas non compresi nell'elenco di cui ai precedenti punti;
- e) gasdotti funzionali direttamente o indirettamente al sistema nazionale del gas;
- f) reti o parti di reti di cui ai punti a), b), c), d) ed e) non ancora in esercizio che risultano attualmente in progetto, o per le quali sono state ottenute le necessarie autorizzazioni, o in costruzione.

5.17 L'articolo 30, della legge 12 dicembre 2002, n. 273 (di seguito: legge n. 273/02) dispone che, per i gasdotti sottomarini di importazione di gas naturale da Stati non appartenenti all'Unione Europea ubicati nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, le modalità di applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 sono demandate ad accordi tra lo Stato italiano e gli altri Stati interessati, comunque nel rispetto della Direttiva 2009/73/CE, sentite le imprese di trasporto interessate.

5.18 Per quanto riguarda il perimetro delle reti regionali di trasporto, con il comma 1 dell'articolo 31 del decreto legislativo n. 93/11 sono state integrate le disposizioni di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00, prevedendo che possano essere classificati come reti facenti parte della rete di trasporto regionale, le reti o i gasdotti di nuova realizzazione o quelli esistenti che soddisfano i requisiti stabiliti con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico; e che tali requisiti sono stati definiti con decreto del Ministro delle attività produttive del 29 settembre 2005. Il perimetro delle reti regionali di trasporto è stato aggiornato da ultimo con decreto del Ministero della Transizione Ecologica, Direttore Generale del Dipartimento per l'Energia, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza, del 17 febbraio 2022, a far data dal 1° gennaio 2022.

6. Quadro regolatorio

Disposizioni generali

6.1 Con la deliberazione 114/2019/R/GAS, l'Autorità ha stabilito i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il quinto periodo di regolazione (5PRT), dal 2020 al 2023.

¹ La prima individuazione della rete nazionale di gasdotti è avvenuta con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

- 6.2 Con la deliberazione 554/2019/R/GAS, l’Autorità ha stabilito i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale (RQTG) per il 5PRT.
- 6.3 Con il Quadro Strategico 2022-2025, approvato con deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A, l’Autorità ha tra l’altro:
- a) confermato l’intenzione di adottare, con la necessaria gradualità della prima attuazione, l’approccio ROSS come strumento per lo sviluppo selettivo e l’uso efficiente delle infrastrutture nell’ottica di transizione energetica;
 - b) evidenziato che nella prospettiva della decarbonizzazione del settore gas metano sia necessario definire criteri per la valorizzazione economica delle reti gas esistenti, tenendo conto anche della distinzione necessaria fra scelte di nuovi investimenti e manutenzioni straordinarie;
 - c) prospettato l’introduzione di ulteriori interventi regolatori per la riduzione delle emissioni di metano in atmosfera.

Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento

- 6.4 Con riferimento alle modalità di determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasporto, come primo passo verso l’approccio ROSS l’Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (deliberazione 271/2021/R/COM), prevedendone la conclusione entro il 31 dicembre 2022; nell’ambito di tale procedimento, l’Autorità ha ritenuto opportuno:
- a) prevedere che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche *ROSS-base* siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal sesto periodo di regolazione e che la concreta applicazione di tali criteri generali ai singoli servizi sia definita nell’ambito dei procedimenti specifici di fissazione dei criteri di regolazione per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas;
 - b) rinviare a successive deliberazioni l’avvio dei successivi procedimenti specifici per servizio/settore in tema di *business plan*, prevedendo che l’approccio integrato ROSS sia applicato in modo completo in via prioritaria ai grandi operatori, in particolare al gestore del sistema di trasmissione dell’energia elettrica e all’impresa maggiore di trasporto del gas.
- 6.5 A tale deliberazione ha fatto seguito il documento per la consultazione 615/2021/R/COM nel quale sono state presentate le Linee guida per lo sviluppo della regolazione *ROSS-base*; per quanto riguarda il servizio di trasporto del gas, si prevede la prima concreta applicazione dei criteri *ROSS-base* per il periodo che si avvia dal 2024, ossia per il 6PRT. La definizione puntuale dei criteri di determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasporto del gas terrà quindi necessariamente conto dei principi e criteri generali stabiliti in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM; di conseguenza, nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 617/2021/R/GAS, oltre

ai criteri di allocazione dei costi del servizio agli utenti, saranno altresì trattate le modalità di raccordo tra i criteri di riconoscimento dei costi attualmente in vigore e i criteri *ROSS-base*, per quanto riguarda il servizio di trasporto del gas.

Tasso di remunerazione del capitale

- 6.6 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)”.
- 6.7 In relazione al coefficiente β^{asset} , aggiornato di norma in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato, al comma 9.1 di tale deliberazione l’Autorità ha disposto che, con successivo procedimento, saranno rivisti i criteri di aggiornamento del parametro β^{asset} per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas. Tale revisione, inclusi gli ulteriori approfondimenti in merito alla differenziazione del parametro β^{asset} tra i vari servizi regolati, sarà completata entro l’aggiornamento del WACC per il secondo sub-periodo. L’Autorità ha inoltre disposto che nell’ambito di tale procedimento siano altresì definite le decorrenze applicative dei parametri β^{asset} definiti sulla base della nuova metodologia, e che nelle more del completamento di tale procedimento sia valutata la possibilità, a seguito di specifiche fasi di consultazione, di una proroga fino all’anno 2024 dei valori del β^{asset} in vigore dall’anno 2022 per i servizi le cui regolazioni specifiche di settore terminano la propria validità nell’anno 2023 (segnatamente, trasmissione e distribuzione elettrica, trasporto gas e rigassificazione del Gnl).

Misura sulla rete di trasporto e trattamento del GNC

- 6.8 Con la deliberazione 22 dicembre 2020, 569/2020/R/GAS, con cui è stata disposta una revisione dei criteri di riconoscimento del Gas non contabilizzato (GNC), l’Autorità ha previsto che, in esito al riassetto dell’attività di misura, si proceda ad un’ulteriore revisione dei livelli di compartecipazione, tra imprese di trasporto e utenti, ai rischi derivanti dalle oscillazioni di GNC.
- 6.9 Con la deliberazione 512/2021/R/GAS, l’Autorità ha approvato la Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG); nell’ambito di tale provvedimento, con riferimento al corrispettivo CM^{CF} per il servizio di misura a copertura dei costi connessi alle attività di *metering* degli impianti di misura presso i clienti finali svolte dall’impresa di trasporto, l’Autorità ha ritenuto opportuno ricomprendere nel processo di definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT le seguenti valutazioni:
- a) l’eventuale differenziazione del corrispettivo per classi dimensionali degli impianti di misura, anche al fine di riflettere i differenti requisiti impiantistici e funzionali cui gli impianti di misura devono sottostare, che inducono differenze nei costi di installazione e manutenzione;
 - b) l’eventuale revisione del periodo di applicazione della riduzione del corrispettivo e l’entità dello sconto, nonché le modalità di recupero del gettito;

- c) la possibilità di mantenere il corrispettivo fisso per l'intero periodo di regolazione, eventualmente determinandolo anche sulla base dei costi riconosciuti e delle capacità derivanti da future acquisizioni, gestendo eventuali scostamenti tra i ricavi di riferimento riconosciuti per il servizio di misura e il gettito tariffario effettivo nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura.

Pianificazione dello sviluppo della rete di trasporto e criteri di efficienza

- 6.10 Con la deliberazione 539/2020/R/GAS di valutazione dei Piani 2019 e 2020, l'Autorità:
- a) ha avviato un procedimento allo scopo di individuare, in analogia a quanto attualmente previsto dalla regolazione per gli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione del gas, specifici criteri di efficienza per il riconoscimento tariffario degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
 - b) in relazione alla possibilità, conseguente all'entrata in esercizio di centrali di compressione *dual fuel*, di partecipazione dell'impresa maggiore di trasporto al mercato dei servizi di dispacciamento, ha avviato uno specifico procedimento allo scopo di individuare meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio di trasporto una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla fornitura di tali servizi, anche al fine di compensare i maggiori costi di servizio rispetto ad un impianto tradizionale.
- 6.11 Con deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS, recante la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025, l'Autorità ha previsto che *“possano essere ammessi ai riconoscimenti tariffari i soli costi relativi a investimenti che rispettino condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità”*, come definite dall'Autorità negli orientamenti per le analisi costi-benefici previste dal decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, recante i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale.
- 6.12 In relazione a tali tematiche, con il documento per la consultazione 616/2021/R/GAS sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità in materia di criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, con particolare riferimento a: i) incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, ii) criteri di efficienza in caso di sviluppo della rete di trasporto del gas in aree di nuova metanizzazione e iii) criteri di restituzione al sistema di ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*.
- 6.13 Con deliberazione 1 giugno 2021, 230/2021/R/GAS di approvazione delle tariffe di trasporto per l'anno 2022 (di seguito: deliberazione 230/2021/R/GAS), l'Autorità ha previsto di valutare, in sede di revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, l'introduzione di specifiche disposizioni in materia di riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso afferenti ad investimenti propedeutici alla realizzazione delle opere e al loro inserimento nel Piano, volte a introdurre livelli di remunerazione decrescenti in funzione del

tempo e specificare le circostanze che comportano la dismissione delle immobilizzazioni in corso ai fini del riconoscimento tariffario, in particolare nei casi di interventi “in valutazione”, o oggetto di valutazione negativa.

- 6.14 Con la deliberazione 3 maggio 2022, 195/2022/R/GAS, anche tenuto conto degli esiti emersi dalle risposte al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, l’Autorità ha dato mandato a Snam Rete Gas S.p.A. di sviluppare una metodologia per la valutazione dello stato di salute della rete di trasporto, finalizzata a fornire elementi che giustifichino, nei Piani, le esigenze di sostituzione di reti obsolete e propedeutica alla definizione di un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti ammortizzate.

Utilizzi innovativi delle reti di trasporto

- 6.15 Con il documento per la consultazione 15 giugno 2021, 250/2021/R/GAS, l’Autorità ha esposto gli orientamenti ai fini dell’avvio dei progetti pilota per la sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas. Il documento si inserisce nell’ambito dei procedimenti avviati con le deliberazioni 23 febbraio 2017, 82/2017/R/GAS e 23 ottobre 2018, 529/2018/R/GAS, e fa seguito ai documenti per la consultazione 2 agosto 2018, 420/2018/R/GAS, 7 maggio 2019, 170/2019/R/GAS, e 11 febbraio 2020, 39/2020/R/GAS.
- 6.16 Il procedimento relativo ai progetti pilota per la sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas è in una fase avanzata e, pertanto, è prevista l’adozione da parte dell’Autorità, a breve, della deliberazione di conclusione del procedimento.

Riforma delle modalità di conferimento della capacità nei punti di riconsegna

- 6.17 In relazione alle modalità di conferimento della capacità nei punti di riconsegna:
- a) con la deliberazione 512/2017/R/GAS, l’Autorità ha completato il progetto pilota relativo al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto del gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, prevedendo, in particolare, che l’impresa di trasporto renda disponibili per il conferimento prodotti di capacità mensile e giornaliera presso i suddetti punti nei quali risulti conferita capacità annuale;
 - b) con la deliberazione 147/2019/R/GAS, l’Autorità ha riformato il processo di conferimento di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto del gas che alimentano reti di distribuzione (*city-gate*), a partire dal 1° ottobre 2020;
 - c) con la deliberazione 110/2020/R/GAS, è stata differita di un anno rispetto alla scadenza inizialmente prevista (ottobre 2021 anziché ottobre 2020) l’entrata in vigore delle nuove procedure di conferimento “automatico”; con la deliberazione 134/2021/R/GAS, l’Autorità ha successivamente approvato ulteriori disposizioni in relazione all’entrata in vigore della riforma di conferimento della capacità di trasporto, rinviandola al 1° ottobre 2022 e prevedendo altresì l’avvio di una fase di sperimentazione della stessa dal 1° ottobre 2021;

- d) con il documento per la consultazione 502/2021/R/GAS, l’Autorità ha illustrato alcuni degli aspetti applicativi della riforma dei conferimenti di capacità trasporto, con particolare riferimento alle modalità con cui l’impresa di trasporto conferisce all’Utente del Bilanciamento la capacità di trasporto funzionale alla fornitura dei punti di riconsegna allacciati a rete di distribuzione;
- e) con il documento per la consultazione 157/2022/R/GAS, l’Autorità ha prospettato l’attribuzione del costo di trasporto del gas naturale mediante l’applicazione di un corrispettivo variabile per i clienti con minori consumi oltre a quelli che hanno diritto alle condizioni di tutela, e previsto– al fine di mantenere l’invarianza rispetto ai flussi di cassa relativi ai corrispettivi di capacità – una compensazione con Cassa delle differenze tra gli importi mensilmente applicati afferenti al corrispettivo variabile applicati agli utenti e gli importi derivanti dai corrispettivi di capacità di trasporto applicati in mancanza di variabilizzazione; l’Autorità ha inoltre ritenuto opportuno rinviare l’avvio della riforma dei conferimenti di capacità al 1° ottobre 2023.

Capacità di trasporto nei punti di entrata da Gnl

- 6.18 In materia di disposizioni per l’utilizzo della capacità di rigassificazione, con deliberazione 28 dicembre 2021, 632/2021/R/GAS l’Autorità ha disposto che, in relazione alle capacità di rigassificazione conferite successivamente all’adozione del provvedimento con consegna del Gnl entro il 31 marzo 2022 effettivamente utilizzate, i corrispettivi per il conferimento delle capacità di trasporto applicati alle imprese di rigassificazione e da queste ai propri utenti siano posti pari a zero.

Iniziative per fronteggiare l'emergenza conseguente al conflitto tra Russia e Ucraina

- 6.19 Con deliberazione 8 marzo 2022, 97/2022/R/GAS, l’Autorità ha adottato iniziative immediate e straordinarie finalizzate a incrementare le disponibilità di gas, in particolare favorendo l’ingresso di volumi aggiuntivi di gas naturale dai punti di interconnessione con sistemi di Paesi extraeuropei, e a favorire il riempimento degli stoccaggi nel breve termine. In particolare, con riferimento alle disposizioni connesse al servizio di trasporto, è stata prevista:
- a) la definizione, nei casi di conferimenti di capacità di trasporto infrannuale per l’anno termico 2021-2022 presso i punti di entrata di Mazara del Vallo e Gela, che si svolgono successivamente all’entrata in vigore del provvedimento, di coefficienti moltiplicativi inferiori ad 1 in luogo di quelli previsti dalla RTTG;
 - b) l’estensione delle disposizioni di cui alla deliberazione 632/2021/R/GAS in materia di azzeramento dei corrispettivi di trasporto alle capacità di rigassificazione che prevedano la consegna del Gnl entro il 30 settembre 2022.

7. Contesto di riferimento

- 7.1 Per una trattazione approfondita del contesto di riferimento, inclusa una descrizione dello stato e dell’utilizzo della rete di trasporto, l’evoluzione dei

parametri tariffari, nonché alcune considerazioni sul contesto energetico e macroeconomico, si rimanda all'Appendice del presente documento.

7.2 In termini generali, si riportano di seguito le principali dinamiche delle variabili economiche e tecniche del servizio di trasporto:

- a) negli anni 2020-2022 del corrente periodo di regolazione (SPRT), i ricavi del servizio di trasporto e misura da recuperare mediante l'applicazione delle componenti tariffarie hanno subito una variazione media pari a circa +2,8% su base annua, principalmente dovuta ai nuovi investimenti, solo in parte controbilanciati dalla riduzione dei ricavi riconosciuti a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, e da una componente a copertura dei costi operativi rimasta sostanzialmente stabile nel periodo considerato;
- b) sulla base delle informazioni rese dagli operatori nei Piani 2022, la spesa complessivamente prevista nell'orizzonte di Piano 2022-2031 risulta significativa, per un ammontare complessivo pari a 13,6 miliardi di €, e incrementata rispetto ai Piani 2020 principalmente a causa dell'aumento degli investimenti di sostituzione e sicurezza della rete;
- c) l'aspettativa sull'evoluzione dei ricavi riconosciuti per gli anni 2023 e 2024 risente delle variabili settoriali e macroeconomiche utilizzate ai fini tariffari, in particolare le aspettative di costo della materia prima gas (utilizzate per la valorizzazione della componente a copertura di autoconsumi, perdite e GNC), il prezzo dei titoli di emissione di CO₂ (utilizzato per la specifica componente a copertura dei costi del meccanismo ETS), e l'inflazione (utilizzata per l'aggiornamento dei costi operativi);
- d) è stata registrata una generale diminuzione dei *driver* tariffari sia relativi alle capacità previste in conferimento, sia relativi ai volumi di riferimento rilevanti ai fini del dimensionamento dei corrispettivi variabili;
- e) in relazione all'utilizzo della rete di trasporto negli ultimi mesi, è stato registrato: (i) un incremento dei volumi importati dal punto di entrata di Mazara del Vallo; (ii) una riduzione significativa dei volumi importati dal punto di entrata di Passo Gries; (iii) l'avvio di operatività del gasdotto TAP dal punto di entrata di Melendugno.

PARTE III

CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI

8. Decorrenza e durata del periodo di regolazione

- 8.1 In continuità con l'attuale durata del periodo regolatorio, si ritiene opportuno confermare la durata del periodo di regolazione pari a 4 anni, decorrenti dal 1° gennaio 2024.
- 8.2 Eventuali modifiche della durata del nuovo periodo regolatorio, finalizzate all'allineamento dei criteri di regolazione tariffaria e all'eventuale introduzione di un testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali, come prospettato nel documento per la consultazione 615/2021/R/COM, saranno trattate nell'ambito del procedimento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria secondo l'approccio ROSS-base avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM.

S 4. Osservazioni in merito alla decorrenza e alla durata del periodo di regolazione.

9. Articolazione dei ricavi di riferimento

- 9.1 In termini generali, per il 6PRT si propone che i ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari del servizio di trasporto siano determinati, secondo le logiche ROSS, a partire dalla *baseline* della spesa totale, e continuino ad essere 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.
- 9.2 Nel successivo Capitolo 10 sono descritte le proposte di raccordo tra gli attuali criteri di determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e i criteri di cui alla metodologia ROSS in fase di definizione, relativamente alle quote di ricavo a copertura dei costi di capitale e dei costi operativi (lettere da a) a c)). A tal proposito, si precisa che entro il termine del mese di giugno 2022 è prevista la pubblicazione di un documento per la consultazione contenente gli orientamenti dell'Autorità sugli aspetti di maggior dettaglio del funzionamento della metodologia ROSS, che

consentirà di completare il quadro delle proposte sui criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto.

- 9.3 Nei successivi Capitoli da 11 a 14 sono descritte le modalità di riconoscimento 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 GNC, costi per il servizio di bilanciamento operativo).

S 5.Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento.

10. Raccordo con metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi

- 10.1 Nel presente capitolo sono rappresentati gli orientamenti dell'Autorità per la transizione verso criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (c.d. ROSS). In particolare, sono rappresentati gli orientamenti per la determinazione dei ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi di trasporto per il primo anno del periodo di regolazione (2024).

Criteri generali e raccordo con metodologia ROSS

- 10.2 Con la deliberazione 271/2021/R/COM l'Autorità ha avviato il procedimento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria secondo l'approccio ROSS-base. Come indicato nella parte di motivazione di tale deliberazione, l'Autorità prevede l'applicazione dell'approccio ROSS nella sua versione integrale (che include, cioè, anche le analisi dei *business plan*) ai grandi operatori, e nello specifico al gestore del sistema di trasmissione elettrica e all'impresa maggiore di trasporto. Pertanto, secondo tale impostazione, i criteri di riconoscimento dei costi dovrebbero prevedere:
- a) l'applicazione dell'approccio ROSS-base a tutti i gestori del servizio di trasporto del gas;
 - b) l'applicazione dell'approccio ROSS integrale, che comprende il ROSS-base e l'analisi dei *business plan* per la determinazione della spesa totale di riferimento, all'impresa maggiore di trasporto.
- 10.3 L'Autorità intende prevedere che i criteri ROSS siano applicati alla spesa sostenuta a partire dal primo anno di competenza del 6PRT, ossia dal 2024 (Tabella 2). In particolare, l'Autorità è orientata a prevedere che:
- a) i ricavi per la determinazione delle tariffe di trasporto siano determinati con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito derivante dall'applicazione delle medesime tariffe e il ricavo ammesso determinato secondo l'approccio ROSS, tenendo quindi 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 (c.d. *tariff decoupling*);
 - b) l'anno 2024 sia il primo anno di applicazione della metodologia ROSS e, di conseguenza, la *baseline* di spesa totale del 2024 costituirà il riferimento per la determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto, secondo i criteri e i *lag* temporali

che saranno definiti in esito al procedimento ROSS-base avviato con della deliberazione 271/2021/R/COM;

- c) la *baseline* della spesa totale per il 2024 riferita ai costi operativi sia determinata a partire dai costi operativi effettivi 2021², e considerando eventualmente anche una ripartizione delle maggiori/minori efficienze realizzate nel 5PRT, in base al confronto tra costi operativi effettivi e riconosciuti nell'anno 2021;
- d) la *baseline* della spesa totale per il 2024 riferita ai costi di capitale sia determinata in esito al procedimento ROSS-base avviato con deliberazione 271/2021/R/COM;
- e) trovino riconoscimento nei ricavi di riferimento rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto del 2024 i costi di capitale riferiti agli incrementi patrimoniali realizzati fino all'anno 2023 (c.d. *legacy*) determinati, secondo i criteri vigenti nel 5PRT, considerando gli incrementi patrimoniali realizzati fino all'anno 2022 (sulla base dei dati di consuntivo) nonché degli incrementi patrimoniali relativi all'anno 2023 (sulla base dei dati di preconsuntivo), come descritto nei punti 10.4 e seguenti; trovi riconoscimento nei ricavi del 2024 anche la remunerazione dei lavori in corso secondo quanto prospettato al punto 10.7;
- f) il livello di ricavo ammesso relativo al 2024 sia determinato considerando, oltre ai costi di capitale riferiti agli investimenti realizzati fino al 31 dicembre 2023, secondo quanto indicato al precedente punto e), la componente *fast money* relativa alla *baseline* di spesa totale 2024 e gli incentivi all'efficienza derivanti dal confronto tra la *baseline* della spesa e la spesa totale effettiva, secondo i meccanismi tipici dell'approccio ROSS che saranno definiti in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM;
- g) la quota di *slow money* afferente alla spesa 2024 (incluso il trattamento delle immobilizzazioni in corso) sarà considerata ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento a decorrere dal 2025, secondo i criteri e i *lag* temporali che saranno definiti in esito al procedimento avviato con della deliberazione 271/2021/R/COM (cfr. punto 10.8);
- h) per gli anni successivi al 2024:
 - i. la *baseline* di spesa totale sarà definita tenendo conto dei criteri di regolazione ROSS-base e, per l'impresa maggiore di trasporto, anche dell'approccio ROSS integrale;
 - ii. il valore dei costi di capitale degli investimenti sostenuti fino al 31 dicembre 2023 (c.d. *legacy*) sarà aggiornato tenendo conto della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, dell'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali e delle eventuali alienazioni e dismissioni.

² Il 2021 è l'ultimo anno per cui saranno disponibili dati risultanti da conti annuali separati in tempo utile per le determinazioni tariffarie del 2024.

Tabella 2: Raccordo con i criteri ROSS

	5PRT	6PRT	
	2023	2024	2025
COSTI OPERATIVI	<i>Price cap</i>	Approccio ROSS: <i>fast money</i> 2024 + incentivo efficienza	Approccio ROSS: <i>fast money</i> 2025 + incentivo efficienza
COSTI DI CAPITALE	Investimenti fino al 2022	Investimenti fino al 2023	Approccio ROSS: <i>slow money</i> 2024 + <i>legacy</i> investimenti fino al 2023

S 6.Osservazioni in merito ai criteri generali di riconoscimento dei ricavi e al raccordo con i criteri ROSS.

Criteri di determinazione dei costi di capitale per gli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023

Capitale investito riconosciuto

10.4 Per gli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023, l'Autorità intende confermare gli attuali criteri di determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto di cui all'articolo 4 della RTTG in vigore nel 5PRT. Tali criteri prevedono in particolare che il riconoscimento del valore delle immobilizzazioni avvenga sulla base del principio del costo storico rivalutato, e a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità e siano inclusi nel Piano.

Tasso di remunerazione

- 10.5 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).
- 10.6 Per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2013 ed entro il 31 dicembre 2016, si intende confermare la previsione secondo cui il valore del tasso di remunerazione è incrementato dell'1%.
- 10.7 Per quanto riguarda il trattamento delle immobilizzazioni in corso, per l'anno 2024 l'Autorità intende prevedere che, in un'ottica di graduale convergenza con i criteri di riconoscimento dei costi dell'attività di trasmissione elettrica e tenendo conto di quanto enunciato con deliberazione 230/2021/R/GAS sull'opportunità di introduzione livelli di remunerazione decrescenti in funzione del tempo, anche con riferimento alle spese capitalizzate propedeutiche alla realizzazione delle opere e al loro inserimento nel Piano, 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.
- 10.8 Per gli anni successivi al 2024, il trattamento delle immobilizzazioni in corso (incluse quelle sostenute fino al 31 dicembre 2023 non ancora entrate in esercizio) sarà disciplinato nell'ambito della metodologia ROSS. Con specifico riferimento al servizio di trasporto gas, in analogia al servizio di trasmissione, in tale sede saranno in ogni caso valutata l'opportunità di introdurre livelli di remunerazione decrescenti in funzione del tempo e i criteri di dismissione delle immobilizzazioni in corso in caso interventi ancora "in valutazione" o oggetto di valutazione negativa nell'ambito dei procedimenti di valutazione dei Piani (in coerenza con quanto enunciato con deliberazione 230/2021/R/GAS).

Ammortamenti economico-tecnici

- 10.9 Per gli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023, 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 3.

Tabella 3: 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	-

- 10.10 Le valutazioni in merito all'eventuale introduzione di uno specifico cespite, con vita utile regolatoria inferiore a quella del cespite metanodotti, per gli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio, nonché le valutazioni per un'eventuale revisione delle vite utili regolatorie sono demandate al successivo documento per la consultazione sui criteri di incentivazione ed

efficientamento del servizio di trasporto, anche tenuto conto di quanto prospettato nella deliberazione 195/2022/R/GAS.

- 10.11 Si ritiene infine opportuno confermare le previsioni secondo cui:
- a) il valore dei contributi pubblici in conto capitale percepiti nel periodo di regolazione a copertura dei costi infrastrutturali, ad eccezione dei contributi di cui al successivo punto b), non è portata in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo afferente al cespite "Metanodotti" per un periodo pari a 5 anni dall'ottenimento del contributo;
 - b) in caso di ottenimento di contributi relativi al programma *Connecting Europe Facility*, le imprese di trasporto hanno titolo a ricevere una integrazione dei ricavi riconosciuti ai fini tariffari *una tantum*, pari al 10% del contributo percepito, comunque nei limiti del 5% del valore totale dell'investimento relativo all'intervento oggetto di contributo.

S 7. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale per gli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023.

Criteri di determinazione della baseline di costo operativo per l'anno 2024

- 10.12 Per la determinazione della *baseline* di costo operativo per l'anno 2024, l'Autorità intende considerare i costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto, al netto di un meccanismo di *sharing* delle maggiori/minori efficienze.
- 10.13 Si ritiene che i costi operativi effettivi debbano comprendere tutte le voci di costo di natura ricorrente effettivamente sostenute nell'esercizio 2021 e attribuite al servizio di trasporto, e debbano essere determinati, nei limiti di quanto stabilito alla lettera b) del successivo punto 10.14, 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.
- 10.14 L'Autorità intende inoltre prevedere che:
- a) qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra le voci di costo sostenute nell'anno 2021 e quelle sostenute negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificati dall'impresa di trasporto, i costi operativi effettivi sono determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2019-2021, escludendo la quota parte di natura non ricorrente;
 - b) dal computo dei costi operativi effettivi sono escluse le voci di costo di cui al comma 7.4 della RTTG in vigore per il 5PRT.
- 10.15 Ai fini della determinazione della *baseline* di costo operativo per l'anno 2024, oltre al costo operativo effettivo come sopra determinato, l'Autorità intende valutare l'opportunità di considerare anche una ripartizione tra imprese di trasporto e utenti del sistema delle maggiori o minori efficienze realizzate nel corso del 5PRT, anche tenendo conto del processo di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM.

S 8.Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi operativi per l'anno 2024.

11. Criteri di incentivazione ed efficienza

- 11.1 Nel presente Capitolo 11 sono presentate le proposte dell'Autorità per il superamento delle logiche di incentivazione basate sulla maggiorazione della remunerazione del capitale. In relazione all'introduzione di meccanismi di incentivazione *output-based* anche basati su un rafforzato coordinamento con le valutazioni dei Piani (relativamente ai criteri di efficienza per lo sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione, all'incentivazione al mantenimento in esercizio di reti ammortizzate, e ai criteri di *sharing* di eventuali ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*), si rimanda ad un successivo documento per la consultazione anche tenendo conto di quanto emerso dalla consultazione di cui al documento 616/2021/R/GAS, e di quanto prospettato nella delibera 195/2022/R/GAS.

Incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto

- 11.2 Nel 5PRT, limitatamente agli investimenti entrati in esercizio dal 2020 al 2022, l'Autorità ha applicato un meccanismo di incentivazione transitorio in base al quale gli interventi inclusi nei Piani con rapporto benefici/costi superiore a 1,5 possano beneficiare di una remunerazione addizionale del 1% riconosciuta per 10 anni. Sono esclusi dal meccanismo di incentivazione transitorio gli interventi (i) non inclusi nel Piano; (ii) inclusi nel Piano ma non rientranti nelle soglie per l'applicazione dell'analisi economica dei costi e dei benefici (cfr. Allegato A della deliberazione 468/2018/R/GAS); (iii) riconducibili a investimenti che il gestore è tenuto a realizzare in forza di disposizioni normative e/o regolatorie (es. allacciamenti); (iv) riconducibili ad investimenti di manutenzione, sostituzione o per la qualità e sicurezza della rete.
- 11.3 Per il 6PRT l'Autorità intende superare i 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.

S 9.Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto.

12. Costi relativi al sistema di *Emission Trading*

- 12.1 Con riferimento ai costi per l'approvvigionamento dei titoli del sistema *Emission Trading* (di seguito: ETS), nel 5PRT l'Autorità ha introdotto un criterio specifico per il riconoscimento di tali costi, in sostanziale analogia con il criterio di

riconoscimento dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse per la copertura di perdite e al GNC, ossia determinando un quantitativo *standard* e coprendo il rischio di prezzo associato all'approvvigionamento di tale quantitativo.

- 12.2 In particolare, per il primo anno del 5PRT è stata individuata dall'Autorità, su proposta dell'impresa di trasporto, una variabile (*driver*) correlata ai titoli ETS necessari in un determinato anno e utilizzata di conseguenza per dimensionare il quantitativo di titoli da riconoscere, corrispondente ai quantitativi di gas utilizzati per il funzionamento delle centrali di compressione. Il quantitativo annuale di titoli ETS riconoscibili ai fini tariffari è determinato come il prodotto tra il quantitativo di titoli ETS associato a ciascuna unità di gas utilizzato per il funzionamento delle centrali di compressione e una stima del medesimo quantitativo di gas per l'anno tariffario, al netto delle quote eventualmente ottenute a titolo gratuito. Il costo annuale riconosciuto è determinato come valorizzazione del quantitativo annuale, determinata sulla base del valore medio, registrato nell'ultimo anno disponibile, dei prezzi risultanti dalle aste pubbliche europee dei titoli ETS.
- 12.3 Negli anni successivi, è applicato un meccanismo di correzione per tener conto:
- a) dell'eventuale differenza tra il valore del *driver* di riferimento stimato per l'anno tariffario, e il valore a consuntivo del medesimo *driver*;
 - b) dell'eventuale differenza tra il valore medio dei prezzi ETS utilizzato ai fini della valorizzazione, e il valore medio effettivamente registrato nell'anno tariffario.
- 12.4 L'Autorità ritiene importante indurre le imprese di trasporto a investire per limitare le emissioni di CO₂ nell'atmosfera, e pertanto ritiene opportuno valutare, nella cornice del riconoscimento dei costi secondo l'approccio ROSS integrale, l'adozione di un sentiero virtuoso di riduzione delle emissioni, individuato dal gestore della rete di trasporto e proposto nell'ambito del *business plan*.
- 12.5 Nelle more dell'entrata in vigore dell'approccio ROSS integrale, l'Autorità intende confermare il meccanismo di riconoscimento delle quote ETS attualmente in vigore.

<i>S 10. Osservazioni in merito ai costi relativi al sistema di Emission Trading.</i>

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

- 13.1 L'Autorità intende confermare l'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 gas non contabilizzato (GNC) nell'ambito del mercato centralizzato del gas naturale.
- 13.2 Ai fini del riconoscimento dei costi relativi all'approvvigionamento dei quantitativi di gas necessari alla copertura di autoconsumi, perdite di rete e GNC, si intende inoltre confermare:

- a) la copertura dei quantitativi di gas riconosciuti tariffariamente, opportunamente valorizzati *ex ante* (cfr. successivi paragrafi 13.14 e ss.), attraverso la componente tariffaria del trasporto a copertura dei costi variabili (*CVU*);
 - b) l'applicazione di meccanismi di sterilizzazione del rischio prezzo, tramite conguaglio mensile della differenza tra il prezzo di valorizzazione *ex ante* e il prezzo effettivo sul mercato (attraverso il c.d. meccanismo di neutralità di cui al TIB);
 - c) l'applicazione, ove previsto (per autoconsumi e GNC), di meccanismi *ex post* di copertura di eventuali differenze tra quantitativi riconosciuti *ex ante* e quantitativi effettivamente registrati.
- 13.3 Tuttavia, come meglio dettagliato di seguito, si ritiene opportuno introdurre delle semplificazioni nelle modalità amministrative di gestione dei suddetti meccanismi.

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

Autoconsumi

- 13.4 L'Autorità intende confermare l'attuale disciplina per la determinazione dei quantitativi riconosciuti a copertura degli autoconsumi, che prevede che le imprese di trasporto definiscano *ex ante*, sulla base degli assetti di rete previsti, i quantitativi di gas necessari alla copertura di tale fabbisogno.
- 13.5 Tuttavia, rispetto alle attuali disposizioni, si ritiene opportuno rimuovere la previsione secondo cui gli scostamenti tra i quantitativi riconosciuti e i quantitativi effettivamente consumati nell'anno $t-2$ siano riconosciuti nell'anno t , riconducendo il conguaglio di tali scostamenti al meccanismo di neutralità di cui al TIB, secondo le modifiche come proposte nei successivi paragrafi.

Perdite di rete

- 13.6 Con riferimento alle perdite tecniche di rete, nel 5PRT l'Autorità ha confermato la determinazione del livello di perdite riconosciuto attraverso fattori di emissione efficienti per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, dando seguito al percorso di incentivazione alla progressiva riduzione dei livelli di perdite. In particolare, sono stati applicati fattori di emissioni fuggitive delle Stazioni di Regolazione e Misura decrescenti in ciascun anno del 5PRT.
- 13.7 Nella deliberazione 14 novembre 2013, 514/2013/R/GAS, di approvazione dei criteri di regolazione delle tariffe di trasporto del gas naturale per il quarto periodo di regolazione (4PRT, 2014-2017), l'Autorità aveva inoltre previsto che l'impresa maggiore di trasporto provvedesse ad effettuare, con il supporto di soggetti terzi indipendenti, specifiche campagne di misura su un campione significativo di impianti di regolazione e misura, al fine di aggiornare i livelli di emissione efficienti in funzione della realtà impiantistica della rete di trasporto (cfr. articolo 4.5 della deliberazione 514/2013/R/GAS).

- 13.8 Con il documento per la consultazione 21 giugno 2018, 347/2018/R/GAS in materia di criteri tariffari per il 5PRT, l’Autorità ha rimandato la definizione delle regole di eventuale incentivazione delle perdite, e la revisione dei fattori di emissione efficiente, successivamente al riassetto del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (definito con la deliberazione 512/2021/R/GAS, con cui l’Autorità ha approvato la Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale, RMTG), tenendo conto degli esiti delle campagne di misura in campo delle emissioni su un campione significativo di impianti di regolazione e misura effettuate dall’impresa maggiore di trasporto.
- 13.9 L’Autorità, per il 6PRT, intende confermare la determinazione del livello di perdite riconosciuto attraverso fattori di emissione efficienti per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, valutando però eventuali esigenze di revisione dei fattori di emissione, tenendo conto degli esiti delle campagne di misura effettuate dall’impresa maggiore di trasporto, al fine di verificare l’adeguatezza dei fattori di emissione oggi vigenti, in funzione della realtà impiantistica della rete di trasporto e del nuovo assetto del servizio di misura.
- 13.10 A tal fine, si procederà ad una specifica richiesta dati e informazioni dall’impresa maggiore di trasporto sugli esiti delle suddette campagne e su eventuali necessità di revisione dei livelli di emissione efficienti anche rispetto all’obiettivo di riduzione delle emissioni di metano in atmosfera.

Gas non contabilizzato

- 13.11 Per quanto concerne il trattamento delle perdite contabili (il cosiddetto gas non contabilizzato, GNC), per il 5PRT l’Autorità ha stabilito che in ciascun anno del periodo regolatorio fosse riconosciuto un livello di GNC determinato sulla base dei livelli di GNC registrati negli ultimi anni, senza prevedere alcun meccanismo di correzione del rischio di scostamenti tra livello effettivo e livello riconosciuto (rischio quantità).
- 13.12 Con la deliberazione 569/2020/R/GAS, con cui è stato introdotto un meccanismo di conguaglio di eventuali differenze tra volumi effettivi di GNC e quelli riconosciuti, riducendo pertanto il rischio in capo alle imprese di trasporto (cfr. punto 13.19), l’Autorità ha tra l’altro previsto che:
- a) in esito al riassetto dell’attività di misura, si procedesse a una revisione dei livelli di compartecipazione ai rischi derivanti dalle oscillazioni di GNC tra imprese di trasporto e sistema, anche introducendo specifici meccanismi di premi/penalità in relazione alle specifiche responsabilità che saranno attribuite alle imprese di trasporto nel nuovo assetto per l’esercizio dell’attività di misura;
 - b) proseguissero da parte dell’impresa maggiore di trasporto, nel corso del 2021, gli approfondimenti e le analisi per l’identificazione delle possibili determinanti del livello e delle dinamiche del GNC, nonché delle principali cause delle variazioni.
- 13.13 Pertanto, anche con riferimento al GNC, l’Autorità intende procedere ad una specifica richiesta dati e informazioni dall’impresa maggiore di trasporto sugli

approfondimenti e le analisi per l'identificazione delle possibili determinanti del livello e delle dinamiche del GNC, ulteriori rispetto alle analisi già presentate in passato, nonché delle principali cause delle variazioni e sulle possibili azioni da intraprendere per il suo contenimento.

Valorizzazione ex-ante di autoconsumi, perdite e GNC

- 13.14 Per quanto riguarda la valorizzazione 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 con cui tali risorse si rendono necessarie.
- 13.15 Inoltre, l'Autorità intende confermare meccanismi di copertura del rischio prezzo, che neutralizzino gli eventuali scostamenti tra la valorizzazione *ex ante* ai fini tariffari e il valore a cui il RdB, anche per conto delle altre imprese di trasporto, approvvigiona il gas sul mercato, secondo quanto di seguito riportato.

Possibile evoluzione dei meccanismi di copertura del rischio prezzo e del rischio quantità

- 13.16 Nel quadro regolatorio vigente, il gettito necessario a coprire i quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, valorizzati *ex ante*, è coperto attraverso l'applicazione del corrispettivo variabile CV_U , su cui opera un fattore correttivo dei ricavi che copre, in misura simmetrica, il rischio volume sul corrispettivo CV_U , al netto di una franchigia del 4% (cfr. punto 26.6 e ss.).
- 13.17 Inoltre, ai sensi del TIB (cfr. articolo 8), i costi effettivamente sostenuti dal RdB, anche per conto delle altre imprese di trasporto, per l'approvvigionamento dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, vengono conguagliati mensilmente da Cassa attraverso il c.d. meccanismo di neutralità che sterilizza la differenza tra prezzo tariffario *ex ante* e prezzo effettivo. In particolare, le imprese di trasporto ricevono in corso d'anno il gettito derivante dall'applicazione del CV_U (che copre consumi energetici valorizzati sulla base di un prezzo *ex ante*), e compensano mensilmente con Cassa (per il tramite del RdB) la differenza tra il prezzo *ex ante* e il prezzo effettivo, con riferimento a tutti i volumi effettivamente approvvigionati (ossia versa a Cassa se il prezzo *ex ante* è maggiore, o riceve da Cassa se il prezzo *ex ante* è inferiore, rispetto a quello di mercato³). Di fatto, quindi, l'onere che rimane a carico dell'impresa di trasporto per l'approvvigionamento dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC è quello espresso dal prezzo *ex ante*, coerente con il prezzo implicitamente riconosciuto nel CV_U .
- 13.18 Il meccanismo descritto al precedente punto copre l'impresa di trasporto rispetto al rischio prezzo con riferimento a tutti i quantitativi di gas approvvigionati.

³ Tale compensazione mensile è assimilabile ad una compensazione in cui l'impresa di trasporto (i) versasse a Cassa un ammontare pari ai volumi effettivamente approvvigionati valorizzati al prezzo tariffario *ex ante*; (ii) ricevesse da Cassa un ammontare pari al costo effettivamente sostenuto, quindi pari ai volumi effettivamente approvvigionati valorizzati al prezzo effettivo.

Tuttavia, rimane in capo all'impresa, ai fini della copertura dei costi relativi ad autoconsumi, perdite e GNC, il rischio volume legato all'applicazione del corrispettivo CV_U (su cui tuttavia l'Autorità, per la sola quota parte di CV_U a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, intende intervenire già nel corso del 5PRT con un meccanismo di completa neutralizzazione del rischio volume per eliminare il fattore di aleatorietà influenzato dalle dinamiche del prezzo del gas), e un rischio quantità connesso all'eventuale differenza, valorizzata al prezzo *ex ante*, tra i quantitativi di gas riconosciuti tariffariamente a copertura di autoconsumi, perdite e GNC e quelli effettivamente approvvigionati.

13.19 Con riferimento a tale rischio quantità, occorre precisare che sulle componenti relative ad autoconsumi e GNC operano due ulteriori distinti meccanismi di neutralizzazione di tale rischio, aggiuntivi rispetto al meccanismo di sterilizzazione del rischio prezzo in capo alle imprese di trasporto di cui sopra. In particolare:

- a) per gli autoconsumi opera un meccanismo in base al quale, in ciascun anno t , sono riconosciuti i volumi previsti per il medesimo anno t e l'eventuale scostamento tra volumi riconosciuti ed effettivi dell'anno $t-2$; ciò comporta, tra l'altro, oscillazioni nei quantitativi riconosciuti tariffariamente derivanti dalla necessità di recuperare tali scostamenti (anche a fronte di autoconsumi stabili e previsioni corrette); sulla base dei meccanismi vigenti, tali scostamenti vengono valorizzati al prezzo di mercato previsto per l'anno t (anno in cui saranno riconosciuti), anziché al prezzo sostenuto dalle imprese nell'anno in cui sono stati approvvigionati sul mercato, ossia il prezzo riconosciuto nelle tariffe (c.d. prezzo *ex ante*) dell'anno $t-2$; tale criterio, tuttavia, rischia di portare ad una valorizzazione dei conguagli che, in una situazione di forti oscillazioni dei prezzi del gas come quella attuale, si discosta dai costi effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto e, pertanto, già nel corso del procedimento per l'approvazione delle tariffe di trasporto 2023 è stata prospettata alle imprese di trasporto l'opportunità di introdurre correttivi alla regolazione vigente;
- b) con riferimento al GNC, la deliberazione 569/2020/R/GAS, che ha introdotto un meccanismo di conguaglio, attraverso Cassa, di eventuali differenze tra volumi effettivi di GNC e quelli riconosciuti (determinati annualmente come media dei livelli di GNC effettivamente registrati negli ultimi 4 anni disponibili), ha previsto che rimanga in capo alle imprese di trasporto, su tali scostamenti, un onere unitario fisso per tutto il periodo di regolazione, definito in funzione dei costi sottostanti il servizio di misura (pari a 3,33 €/MWh per il 5PRT); pertanto:
 - i. in applicazione del meccanismo di neutralità, le imprese di trasporto conguagliano mensilmente con Cassa, con riferimento ai quantitativi approvvigionati a copertura del GNC, la differenza tra prezzo tariffario *ex ante* e prezzo effettivo, sostenendo il rischio dei quantitativi ulteriori rispetto a quelli riconosciuti, valorizzati al prezzo *ex ante*;
 - ii. nell'anno $t+1$, con riferimento all'anno t , l'impresa di trasporto riceve da Cassa, nel caso di quantitativi GNC effettivi superiori quelli

riconosciuti, o versa a Cassa, nel caso di quantitativi GNC effettivi inferiori a quelli riconosciuti, un ammontare pari alla differenza tra il prezzo tariffario *ex ante* e l'onere unitario fisso applicato allo scostamento tra i quantitativi effettivi e quelli riconosciuti (o, se maggiore, alla differenza tra il prezzo tariffario *ex ante* applicato allo scostamento tra i quantitativi effettivi e quelli riconosciuti, e la quota di ricavo a copertura della remunerazione del capitale investito netto per il servizio di misura); in sintesi, dunque, si può affermare che in relazione al GNC le imprese di trasporto sostengono un rischio pari alla differenza tra i quantitativi riconosciuti e quelli effettivi, valorizzata all'onere unitario.

- 13.20 Con riferimento alle perdite non è invece applicato alcun meccanismo di neutralizzazione del rischio quantità, che rimane totalmente in capo alle imprese di trasporto come incentivo alla loro riduzione.
- 13.21 Stante il quadro sopra delineato, e la complessa interazione tra il meccanismo di riconoscimento dei consumi energetici nella tariffa di trasporto, il meccanismo di neutralità che sterilizza il rischio prezzo di cui al TIB e i meccanismi di neutralizzazione del rischio quantità di cui alla RTTG, l'Autorità ritiene opportuno semplificare l'operatività di tali meccanismi, anche riducendo il numero di interazioni tra Cassa e imprese di trasporto.
- 13.22 In particolare, l'Autorità ritiene che una semplificazione possa essere raggiunta attraverso un meccanismo in base al quale:
- a) sia definito un corrispettivo variabile pro-forma CV_{APG} , determinato come rapporto tra i costi, stabiliti *ex ante*, relativi all'approvvigionamento dei quantitativi di gas necessari alla copertura di autoconsumi, perdite di rete e GNC, e i volumi di riferimento per la determinazione del corrispettivo CV_U ;
 - b) le imprese di trasporto versino mensilmente a Cassa (sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas di cui all'articolo 8 del TIB) la quota-parte di gettito da 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) continuino ad applicarsi i meccanismi di neutralità di cui al comma 8.6 del TIB con riferimento ai volumi di gas necessari per il funzionamento del sistema di trasporto, opportunamente modificati per disporre che il conguaglio non sia relativo alla sola differenza tra il prezzo di acquisto e il prezzo stabilito *ex-ante*, ma copra il prezzo di acquisto con riferimento a tutte le risorse approvvigionate;
 - d) nell'anno $t+1$, con riferimento all'anno t , siano applicati i meccanismi di efficienza per le perdite e per il GNC (cfr. successivi paragrafi), le cui relative partite economiche possono trovare compensazione con Cassa nel medesimo anno $t+1$ contestualmente agli altri meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi.

Conguaglio delle partite relative a perdite fisiche, GNC e autoconsumi

- 13.23 L’Autorità, stante il quadro sopra delineato che porta ad un pieno riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di trasporto per l’approvvigionamento del gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, ritiene necessario ridefinire le modalità applicative con cui sono gestiti i meccanismi di incentivazione alla riduzione delle perdite fisiche e contabili sulla rete di trasporto, nonché il meccanismo di copertura dei costi associati agli autoconsumi.
- 13.24 In particolare:
- a) per quanto riguarda le perdite fisiche, si ritiene necessario introdurre uno specifico meccanismo di conguaglio che prevede che le imprese di trasporto compensino con Cassa, nell’anno $t+1$, lo scostamento tra perdite contabilizzate nell’ambito del bilancio della rete e perdite riconosciute ai fini tariffari, valorizzato al prezzo medio di acquisto delle risorse da parte del RdB registrato nell’anno tariffario;
 - b) per quanto riguarda il GNC, si intende confermare la previsione di un onere unitario fisso per tutto il 6PRT in capo alle imprese e, pertanto, prevedere che le imprese di trasporto compensino, nell’anno $t+1$, lo scostamento tra i quantitativi di GNC effettivi e quelli riconosciuti, valorizzato sulla base di tale onere; inoltre, rimarrebbe valida la previsione secondo cui alle imprese è comunque lasciato in capo un rischio massimo pari alla quota di ricavo a copertura della remunerazione del capitale investito per il servizio di misura, se superiore rispetto al prodotto tra onere unitario fisso e differenza tra volumi effettivi e riconosciuti;
 - c) per quanto riguarda gli autoconsumi, non si ritiene necessario alcun meccanismo di conguaglio in quanto il meccanismo di sterilizzazione del prezzo di cui al TIB opportunamente modificato risulterebbe in grado di assicurare la piena copertura alle imprese di trasporto dei quantitativi necessari; per tale ragione, rispetto ai criteri attualmente vigenti, si ritiene necessario rimuovere la previsione secondo cui i quantitativi riconosciuti a copertura degli autoconsumi tengono anche conto degli eventuali scostamenti tra i quantitativi riconosciuti e i quantitativi effettivamente consumati nell’anno $t-2$.
- 13.25 La definizione dell’onere unitario fisso per la valorizzazione dell’esposizione unitaria delle imprese di trasporto rispetto agli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi sarà definita in esito agli approfondimenti sulle cause del GNC, di cui al punto 13.13, nonché tenendo conto dell’opportunità, date le dinamiche del mercato del gas, di assicurare una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto ai rischi di oscillazione del GNC, anche considerando gli strumenti che dal 2024 avranno le imprese di trasporto per assicurare l’efficienza e l’accuratezza del servizio di misura. In tale sede, sarà inoltre valutata l’opportunità di applicare un unico meccanismo di incentivazione alla riduzione delle perdite, sia fisiche che contabili (GNC), sulla rete di trasporto, in ragione della stretta interdipendenza tra i due parametri.

S 11. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.

14. Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete

14.1 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 a tale servizio.

S 12. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.

15. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto

Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto

15.1 Si conferma l'orientamento di introdurre specifiche disposizioni per la determinazione dei ricavi delle imprese di trasporto che avviano l'attività nel corso del periodo di regolazione, prevedendo che:

- a) 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;
- b) si tenga conto di eventuali costi pre-operativi sostenuti nella fase di *start-up* solo nella misura in cui tali costi siano stati capitalizzati;
- c) siano inclusi gli eventuali *IPCO* sostenuti fino all'anno di avviamento dell'erogazione del servizio di trasporto, purché capitalizzati;
- d) 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 similari 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

- 15.2 Nel caso in cui una nuova impresa di trasporto venga a costituirsi a seguito di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione, sarà salvaguardato 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.
- 15.3 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 limitarne il tasso di remunerazione al fine di garantire la stessa redditività che l’impresa aveva prima della riclassificazione.

S 13. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese.

16. Copertura dei costi relativi al servizio di misura del trasporto

- 16.1 Con riferimento ai criteri di riconoscimento dei costi e determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di misura del trasporto del gas l’Autorità, in continuità con le disposizioni in vigore per il 5PRT, intende confermare i criteri generali previsti per il servizio di trasporto, come sopra descritti, inclusi i meccanismi di raccordo con la metodologia ROSS.
- 16.2 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 26.11 e successivi).

PARTE IV

DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

17. Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari

- 17.1 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 della capacità tecnica o capacità contrattuale prevista e della 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.
- 17.2 In coerenza con il 5PRT, l'Autorità è orientata a definire il servizio di trasporto, sia su rete nazionale dei gasdotti che su rete regionale, come servizio di trasporto ai sensi del Codice TAR, e dunque allocare i relativi ricavi secondo la metodologia dei prezzi di riferimento.
- 17.3 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, ed il relativo costo è riconosciuto nell'ambito dei ricavi di riferimento. 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 ricavo nell'ambito dei ricavi relativi al servizio di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità.
- 17.4 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 V.
- 17.5 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.
- 17.6 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), 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.

S 14. Osservazioni in merito all'identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari

18. Struttura della tariffa per il servizio di trasporto

18.1 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 la definizione della 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.

18.2 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.

S 15. Osservazioni in merito alla struttura della tariffa per il servizio di trasporto.

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

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

- 19.1 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.
- 19.2 Ai sensi dell’attuale RTTG, al fine di determinare la quota di ricavo da recuperare con tariffe di capacità i ricavi di riferimento sono 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.
- 19.3 L’Autorità intende confermare le previsioni relative al trattamento dei ricavi di scostamento e in particolare la previsione secondo cui i ricavi *RSC* eccedenti la soglia del 5% siano 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 a copertura dei costi variabili

- 19.4 Con riferimento al corrispettivo a copertura dei costi variabili, si ritiene opportuno confermare l’applicazione di una componente applicata ai volumi trasportati a copertura dei costi variabili 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 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).
- 19.5 L'Autorità intende inoltre confermare la previsione secondo cui il *driver* per il dimensionamento del corrispettivo per la copertura dei costi variabili 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, utilizzando:
- 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 $t-2$.

Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi

- 19.6 L'Autorità intende confermare l'applicazione di un corrispettivo complementare variabile CV_{FC} finalizzato al recupero dei ricavi, che sia:
- 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 26.3 e ss.);
 - ii. al Fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto (cfr. punto 26.6 e ss.);
 - iii. al Conguaglio delle partite relative al GNC (cfr. punto 26.8 e ss.);
 - iv. al Conguaglio delle partite relative alle perdite fisiche sulla rete (cfr. punto 26.10 e ss.), in ragione delle modifiche proposte in relazione al trattamento delle partite relative ad autoconsumi, perdite e GNC;
 - 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 .
- 19.7 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. Analogamente a quanto proposto al precedente punto 19.5 per il corrispettivo per la copertura dei costi variabili, l'Autorità intende aggiornare tale valore con cadenza annuale.

S 16. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity - commodity e al perimetro di applicazione dei corrispettivi variabili

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

20.1 Anche in un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, l'Autorità intende confermare l'applicazione di una ripartizione dei ricavi tra corrispettivi di entrata e corrispettivi di uscita pari a 28/72. Tale misura si ritiene adeguata rispetto alla necessità di garantire la competitività dell'approvvigionamento di gas naturale sul mercato nazionale e un tendenziale allineamento dei prezzi al PSV con i principali *hub* europei, e si ritiene possa contemperare gli obiettivi di favorire un ottimale sfruttamento delle infrastrutture esistenti e di garantire adeguata flessibilità tariffaria per gli utenti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

<i>S 17. Osservazioni in merito alla ripartizione entry-exit</i>
--

21. Metodologia dei prezzi di riferimento

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

- 21.1 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 la medesima ripartizione *entry/exit* vigente nel 5PRT, pari a 28/72.
- 21.2 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 23.4 e ss.);
 - di capacità interrompibile, tenuto conto del relativo sconto applicato (cfr. punto 23.7).
- 21.3 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.
- 21.4 Sulla possibilità di aggregare i punti di entrata e/o di uscita, in analogia ai criteri attualmente in vigore, si ritiene opportuno che:

- a) 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;
- b) i punti di riconsegna siano aggregati in 12 punti di uscita, determinati sulla base delle 6 aree di prelievo e di 2 *cluster* in funzione della distanza dalla rete nazionale dei gasdotti (entro/oltre 15 chilometri); la distanza da ciascun 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 18. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento</i>
--

Aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto di cui al Codice TAR

- 21.5 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

- 21.6 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, è applicato 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.
- 21.7 L’applicazione di un unico corrispettivo di entrata e di un unico corrispettivo di uscita per l’intero *hub* di stoccaggio è coerente con i criteri per il conferimento di capacità di stoccaggio, e consente una migliore gestione integrata di tale servizio.
- 21.8 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

- 21.9 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.
- 21.10 Dall'anno termico 2017/2018, i corrispettivi a copertura del costo della capacità di trasporto da e per stoccaggio non sono applicati agli utenti dello stoccaggio, bensì alle imprese che erogano tale servizio. Il costo relativo al servizio di trasporto da e per stoccaggio è, di fatto, coperto dai proventi derivanti dalle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio o, nella misura in cui tali proventi non siano sufficienti, mediante l'applicazione del corrispettivo unitario variabile addizionale *CRV_{os}* ai punti di riconsegna.
- 21.11 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, l'Autorità intende valutare l'opportunità di applicare uno sconto alle tariffe di trasporto da e per stoccaggio pari al 100%. Tale sconto avrebbe un effetto sui corrispettivi di capacità stimato in +15% sui corrispettivi di entrata, e +9% sui corrispettivi di uscita.
- 21.12 Per quanto riguarda i punti di entrata da terminali di rigassificazione, nel 5PRT l'Autorità non ha applicato alcuno sconto. Tuttavia, in analogia ai punti di entrata da e per stoccaggio, e 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) e al fine di aumentare la competitività delle fonti di approvvigionamento di gas tramite Gnl, l'Autorità è orientata ad introdurre, anche per questi punti, uno sconto tariffario pari al 50%. Tale sconto avrebbe un effetto sui corrispettivi di capacità stimato in +4% sui corrispettivi di entrata.
- 21.13 Gli effetti complessivi sui punti diversi dai punti da Gnl e stoccaggio derivanti dagli sconti proposti ai precedenti paragrafi sono stimati (rispetto ai corrispettivi approvati per l'anno 2022, a parità delle altre condizioni) pari a +21% sui corrispettivi di entrata e +9% sui corrispettivi di uscita.

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

- 21.14 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 21.6, 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.

Sconto al futuro punto di uscita presso Gela

- 21.15 La società Interconnect Malta Ltd. (precedentemente denominata Melita TransGas Co. Ltd.) ha sviluppato un progetto di interconnessione tra l'Italia e Malta, che prevede l'attivazione di un nuovo punto di uscita dalla rete italiana presso Gela, e che consentirebbe di porre fine all'isolamento di Malta dalla rete di gasdotti europea; il progetto è attualmente incluso nella lista dei Progetti di Interesse Comune adottata dalla Commissione Europea. In data 29 marzo 2021, la società ha inviato all'Autorità una richiesta (prot. Autorità A/15781 del 6 aprile 2021) di prevedere, al futuro punto di uscita dalla rete italiana presso Gela, uno sconto alle tariffe di trasporto applicate alla capacità, in applicazione della possibilità 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.
- 21.16 La realizzazione del progetto comporta, per il sistema italiano, costi di investimento di entità trascurabile, a fronte della possibilità di un maggior utilizzo delle infrastrutture di trasporto esistenti. Anche per tale ragione, l'Autorità intende valutare la possibilità di prevedere, al futuro punto di uscita dalla rete italiana presso Gela, uno sconto alle tariffe di trasporto applicate alla capacità, coerentemente con le disposizioni di cui all'articolo 9, paragrafo 2, del Codice TAR.
- 21.17 Nello specifico, considerando una capacità prevista in conferimento al punto di uscita presso Gela pari a $5,05 \text{ MSm}^3/\text{g}$ (pari al 90% della capacità tecnica complessiva del progetto), è stimabile, con gli attuali criteri, un corrispettivo di uscita presso Gela compreso tra 4 e 6 €/a/Sm³/g, e un effetto sugli altri corrispettivi di uscita pari a circa -0,4%.
- 21.18 L'Autorità intende valutare la possibilità di applicare uno sconto pari al 50%, che renderebbe il corrispettivo di uscita presso Gela compreso tra 2 e 3 €/a/Sm³/g, e determinerebbe un effetto sugli altri corrispettivi di uscita pari a circa -0,2%.

Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento

- 21.19 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:
- consentire agli utenti della rete di riprodurre il calcolo dei prezzi di riferimento ottenendone una previsione accurata;
 - tener conto dei costi effettivi sostenuti per la fornitura dei servizi di trasporto considerando il livello di complessità della rete di trasporto;
 - garantire la non discriminazione e prevenire indebiti sussidi incrociati;
 - 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.

21.20 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) lo sconto del 100% alle tariffe di trasporto applicate ai punti da e per stoccaggio risponde all’esigenza di una maggiore trasparenza nell’allocazione del costo di trasporto agli utenti, e di favorire l’utilizzo dello stoccaggio quale risorsa fondamentale per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti anche in linea con le recenti indicazioni della Commissione Europea in materia;
- b) analogamente, lo sconto del 50% alle tariffe di trasporto applicate ai punti di entrata da terminali di rigassificazione Gnl è finalizzato a promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti e la concorrenzialità delle fonti di importazione;
- c) l’eventuale sconto al punto di uscita verso Malta non comporta significative variazioni nei corrispettivi, anche considerando che sarebbe associato ad un maggior utilizzo delle infrastrutture di trasporto esistenti.

22. Trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna

- 22.1 Per quanto riguarda i criteri di riconoscimento dei costi associati al collegamento virtuale tra la Regione Sardegna e il Continente, l’Autorità intende rimandare le valutazioni ad un apposito procedimento, nell’ambito del quale valutare 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.
- 22.2 In relazione alle modalità di allocazione dei costi relativi agli interventi da ricomprendere nella rete nazionale di trasporto, in termini generali l’Autorità è intenzionata a considerare i relativi costi operativi nell’ambito dei costi operativi riconosciuti da recuperare mediante il corrispettivo unitario variabile CV_U , e 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.
- 22.3 In relazione a tale ultimo aspetto, si ritiene che – qualora fosse confermata l’applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento della distanza ponderata per la capacità attualmente in vigore nel 5PRT – l’inclusione dei costi

nella metodologia dei prezzi di riferimento si ritiene possa avvenire 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.

S 19. Osservazioni in merito al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.

23. Consultazione su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali di cui all’articolo 28 del Codice TAR

- 23.1 Ai sensi dell’articolo 28 del Codice TAR, contemporaneamente alla consultazione finale effettuata in conformità dell’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.
- 23.2 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 21.9.
- 23.3 Di seguito sono riportate le proposte dell’Autorità sul livello dei moltiplicatori, dei fattori stagionali, e dello sconto applicato alla capacità interrompibile.

Moltiplicatori

23.4 L’Autorità è orientata a confermare i livelli dei moltiplicatori 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. In relazione ai punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione (*city gate*), l’Autorità ritiene opportuno valutare – in alternativa rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 157/2022/R/GAS in relazione alla variabilizzazione dei costi di trasporto – l’introduzione di conferimenti di capacità su base giornaliera, anche di tipo implicito, ai quali applicare uno specifico moltiplicatore il cui valore si ritiene possa essere compreso tra 2,5 e 3, tenendo conto dei profili di utilizzo medi registrati negli anni termici dal 2016-2017 al 2020-2021 (Tabella 4).

Tabella 4: Livello dei moltiplicatori

Prodotto di capacità infrannuale	Moltiplicatore				
	Punti di entrata	Punti di uscita transfrontalieri	Punti di riconsegna termoelettrici	Punti di riconsegna city gate	Altri punti di uscita / riconsegna
Trimestrale	1,2	1,2	-	-	-
Mensile	1,3	1,3	2 ⁽¹⁾	-	-
Giornaliero	1,5	1,5	7 ⁽¹⁾	da 2,5 a 3 ⁽²⁾	-
Infragiornaliero	1,5	1,5	-	-	-

⁽¹⁾ Disciplinato nell’ambito della deliberazione 512/2017/R/gas, punto 1, lettere b) e c)

⁽²⁾ Proposto nell’ambito della presente consultazione

23.5 Si ricorda che con deliberazione 97/2022/R/GAS l’Autorità ha previsto, nei casi di conferimenti di capacità di trasporto infrannuale per l’anno termico 2021-2022 presso i punti di entrata di Mazara del Vallo e Gela, che si svolgono successivamente all’entrata in vigore del provvedimento, coefficienti moltiplicativi pari a 0,5 in luogo di quelli previsti dalla RTTG. Tale disposizione ha carattere transitorio e motivata da esigenze straordinarie; pertanto, non si ritiene necessario integrarla nelle previsioni regolatorie per il 6PRT. Eventuali ulteriori valutazioni saranno oggetto di specifici provvedimenti.

Fattori stagionali

23.6 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

23.7 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.

S 20. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali, in particolare la proposta di uno specifico moltiplicatore per i conferimenti giornalieri ai city gate.

PARTE V

DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO

24. Articolazione tariffaria del servizio di misura

24.1 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; il corrispettivo è determinato come rapporto tra:

- i. la somma delle componenti a copertura dei costi relativi all'attività di misura, al netto dei costi di capitale relativi agli impianti di misura presso i clienti finali, e il fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura;
- ii. le capacità previste in conferimento 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; il corrispettivo è determinato come rapporto tra:

- i. la somma delle componenti a copertura dei costi relativi agli impianti di misura presso i clienti finali;
- ii. le capacità previste in conferimento nei punti di riconsegna che alimentano clienti finali, la cui titolarità dell'impianto di misura è in capo all'impresa di trasporto.

24.2 Con deliberazione 512/2021/R/GAS di riforma dell'assetto del servizio di misura è stata disposta una modifica della RTTG prevedendo in particolare che, 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} sia applicato in misura pari al 50% per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione. L'Autorità ha inoltre ritenuto che, nell'ambito della revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, sia opportuno valutare l'eventuale revisione del periodo di applicazione della riduzione del corrispettivo e l'entità dello sconto, nonché le modalità di recupero del gettito.

24.3 Inoltre, con la medesima deliberazione, l'Autorità ha ritenuto che:

a) una eventuale differenziazione del corrispettivo CM^{CF} debba riflettere i differenti requisiti impiantistici e funzionali cui gli impianti di misura devono sottostare, che inducono differenze nei costi di installazione e manutenzione; e che, nell'ambito della revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il

6PRT, possa essere valutata la possibilità di differenziare il corrispettivo CM^{CF} sulla base di due o più classi di Qero previste dalla UNI 9167-3:2020;

- b) con riferimento alla prevedibilità e stabilità del corrispettivo CM^{CF} , sia opportuno valutare, nell'ambito della revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, la possibilità di mantenere il corrispettivo fisso per l'intero periodo di regolazione, eventualmente determinandolo anche sulla base dei costi riconosciuti e delle capacità derivanti da future acquisizioni.

24.4 L'Autorità intende confermare le proposte prospettate nella deliberazione 512/2021/R/GAS, prevedendo:

- 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} in modo fisso per tutto il periodo di regolazione, gestendo eventuali scostamenti tra i ricavi di riferimento riconosciuti per il servizio di misura e il gettito tariffario effettivo nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura.

S 21. Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura.

PARTE VI

MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI

25. Perequazione dei ricavi

- 25.1 L'applicazione di corrispettivi definiti a livello nazionale rende necessaria l'introduzione di specifici meccanismi di perequazione dei ricavi finalizzati ad assicurare a ciascuna impresa di trasporto un gettito coerente con i propri ricavi di riferimento.
- 25.2 Per quanto riguarda la perequazione dei corrispettivi di capacità, si intende confermare l'applicazione:
- a) di una perequazione dei ricavi di rete nazionale relativi al gettito associato ai corrispettivi di uscita, finalizzata a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto regionale (che riscuotono il gettito derivante dai corrispettivi di uscita presso i punti di riconsegna) alle imprese di trasporto nazionale;
 - b) di una perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale dei gasdotti, finalizzata a garantire a ciascuna impresa di trasporto che svolge attività di trasporto su rete regionale di gasdotti un gettito commisurato all'ammontare dei propri ricavi riconosciuti relativi alla rete regionale dei gasdotti.
- 25.3 Ai fini della gestione dei meccanismi perequativi, 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 $CP_u^N = (CP_u - CP_u^R)$.
- 25.4 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 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 .
- 25.5 In coerenza con i meccanismi attualmente vigenti, si ritiene opportuno 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.
- 25.6 L'Autorità ritiene inoltre opportuno confermare che sia demandata a specifici accordi di ripartizione dei ricavi tra imprese la ripartizione:
- a) del gettito di rete nazionale tra le imprese di trasporto titolari di rete nazionale;
 - b) del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo variabile CV_U ;
 - c) del gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi di misura.

S 22. Osservazioni in merito ai meccanismi di perequazione dei ricavi.

26. Fattori correttivi dei ricavi e conguagli

- 26.1 L'Autorità è orientata a confermare l'applicazione dei seguenti meccanismi di copertura dei ricavi:
- 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);
 - 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);
 - conguaglio delle partite relative al GNC;
 - fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura.
- 26.2 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 ritiene opportuno introdurre uno specifico meccanismo di conguaglio delle perdite fisiche di rete.

Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto

- 26.3 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:
- la componente di ricavo utilizzata per la determinazione dei corrispettivi unitari di capacità, al netto della quota relativa ai ricavi di scostamento;
 - la somma di:
 - 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;
 - 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.
- 26.4 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.
- 26.5 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

26.6 L'Autorità è orientata a confermare le attuali modalità applicative del Fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto, determinato come differenza tra:

- a) la componente di ricavo utilizzata per la determinazione del corrispettivo unitario variabile CV_U , ad esclusione dei costi a copertura di autoconsumi, perdite e GNC;
- b) i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione del corrispettivo CV_U , al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa, al netto dei meccanismi perequativi tra imprese di trasporto, e tenuto conto di una franchigia pari al 4%.

26.7 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 al GNC

26.8 Con deliberazione 22 dicembre 2020, 569/2020/R/GAS, l'Autorità ha integrato il quadro regolatorio relativo al riconoscimento del GNC introducendo un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno. In particolare, per ciascuna impresa di trasporto è definito un conguaglio annuale determinato come differenza tra la completa compensazione dei costi sostenuti per l'acquisto del GNC nell'anno $t-1$ e una predefinita esposizione lasciata in capo alle imprese di trasporto o al sistema; in termini analitici, tale esposizione è pari al valore minimo, in termini assoluti, tra:

- a) un'esposizione unitaria, pari a 3,33 €/MWh, moltiplicata per lo scostamento tra quantitativi di GNC effettivi e riconosciuti;
- b) il valore, per ciascuna impresa di trasporto, della componente di ricavo a copertura dei costi di capitale del servizio di misura.

26.9 L'Autorità è intenzionata a confermare, nella sostanza, tale meccanismo per il 6PRT. Tuttavia, si ritiene opportuno procedere ad approfondimenti per valutare un'eventuale revisione dei parametri del meccanismo di conguaglio, come prospettato al punto 13.25.

Conguaglio delle partite relative alle perdite fisiche di rete

26.10 In ragione delle modifiche proposte sui criteri di riconoscimento delle perdite di rete, autoconsumi e GNC e dei connessi meccanismi di conguaglio (cfr. Capitolo 13), si ritiene opportuno introdurre uno specifico meccanismo di conguaglio delle perdite fisiche di rete che prevede che le imprese di trasporto compensino con Cassa, nell'anno $t+1$, lo scostamento tra perdite contabilizzate nell'ambito del

bilancio della rete e perdite riconosciute ai fini tariffari, valorizzato al prezzo di mercato.

Fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura

- 26.11 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 proporre 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.
- 26.12 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.
- 26.13 Nel calcolo dei ricavi effettivi si tiene anche conto anche di eventuali ricavi aggiuntivi riscossi dalla società di trasporto per la fornitura di ulteriori servizi ai sensi di disposizioni stabilite dal Codice di rete.

<i>S 23. Osservazioni in merito ai fattori correttivi dei ricavi.</i>

PARTE VII ULTERIORI ASPETTI

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

27.1 La Tabella 5 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 5: Componenti tariffarie aggiuntive alla tariffa di trasporto

Componente	Oggetto della copertura	Applicazione	Conto
GS _T	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 _T	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 _{3T}	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 ^{FG}	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 ^I	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 ^{OS}	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 ^{BL}	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 ST	Oneri connessi al <i>settlement</i> gas		Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di <i>settlement</i> gas
CRV ^{CS}	Costi per la disponibilità di stoccaggio strategico di cui all'articolo 22 del RAST	Conto oneri stoccaggio	

27.2 In materia di tempistiche per il versamento delle componenti tariffarie aggiuntive, attualmente le disposizioni prevedono che il gettito derivante dall'applicazione delle componenti tariffarie aggiuntive sia versato alla Cassa dalle imprese di trasporto entro 90 giorni dal termine di ciascun bimestre “*in relazione ai servizi di trasporto erogati nel bimestre medesimo*”.

27.3 Tale disposizione è stata applicata dalla Cassa facendo riferimento, come usualmente avviene, alla fatturazione di ciascun bimestre da parte delle imprese di trasporto, la quale si verifica di norma nel bimestre successivo.

- 27.4 A tal proposito, l’Autorità ritiene opportuno ridurre l’intervallo temporale tra l’esazione del gettito e il corrispondente versamento a Cassa, prevedendo 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, secondo le modalità applicative già vigenti nel settore elettrico (cfr. comma 36.1 dell’Allegato A della deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL - TIT). Ciò avrebbe il duplice effetto di aumentare la frequenza di versamento di tali gettiti e di anticiparla di circa due mesi.
- 27.5 L’Autorità ritiene opportuno applicare tale revisione già con riferimento all’anno 2023.

S 24. Osservazioni in merito alle tempistiche di versamento delle componenti tariffarie addizionali.