

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

165/2026/R/GAS

**CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA E DELLA QUALITÀ PER IL
SERVIZIO DI TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE, PER IL
SETTIMO PERIODO DI REGOLAZIONE (7PRT)**

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 3 febbraio 2026, 16/2026/R/GAS

Mercati di incidenza: gas naturale

12 maggio 2026

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) 3 febbraio 2026, 16/2026/R/GAS, per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il settimo periodo di regolazione (7PRT).

Nel presente documento sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in materia di criteri di determinazione dei ricavi sulla base dei costi riconosciuti per il servizio di trasporto gas naturale e di allocazione di tali costi, nonché in materia di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale.

*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 25 giugno 2026**, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, 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. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati. In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

Autorità per la Regolazione di Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano
tel. 02.655.65.800
pec: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'articolo 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

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

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo e-mail: rp@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo e-mail professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati 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.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o 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. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

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.....	10
1. Inquadramento procedurale, ambito della consultazione, e piano di attività	10
Inquadramento procedurale ai fini AIR	11
Piano di attività AIR.....	12
2. Obiettivi dell'intervento e soggetti destinatari	13
3. Struttura del documento.....	15
PARTE II QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO	16
4. Quadro normativo europeo	16
Normativa europea di carattere tariffario	19
5. Quadro normativo nazionale.....	21
Normativa nazionale di carattere tariffario	21
Disposizioni in materia di pianificazione degli investimenti	22
Criteri per l'individuazione del perimetro della rete di trasporto del gas	23
Disposizioni in materia di metanizzazione della Regione Sardegna	24
Disposizioni in materia di sicurezza degli approvvigionamenti	24
6. Quadro regolatorio.....	26
Regolazione tariffaria e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2024-2027	26
Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento	26
Tasso di remunerazione del capitale	27
Misura sulla rete di trasporto.....	28
Pianificazione dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale	28
Utilizzi innovativi delle reti di trasporto	29
Accesso al servizio di trasporto e conferimenti di capacità	29
7. Contesto di riferimento	29
PARTE III CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI.....	32
8. Decorrenza e durata del periodo di regolazione.....	32
9. Articolazione dei ricavi di riferimento	32
10. Criteri generali di riconoscimento dei costi secondo l'approccio ROSS.....	33
Quadro regolatorio vigente	33
Orientamenti dell'Autorità	35
<i>Ambito di applicazione criteri ROSS.....</i>	<i>36</i>
<i>Tasso di capitalizzazione.....</i>	<i>40</i>
<i>Baseline di costo operativo</i>	<i>41</i>
<i>Aggiornamento della baseline di costo operativo e X-factor.....</i>	<i>42</i>
11. Ulteriori criteri di riconoscimento dei costi di capitale.....	43
Quadro regolatorio vigente	43
Capitale investito riconosciuto.....	43
Immobilizzazioni in corso.....	43
Tasso di remunerazione e gearing	44
Ammortamenti economico-tecnici.....	44
Orientamenti dell'Autorità	45
Capitale investito riconosciuto.....	45
Tasso di remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC).....	46

<i>Tasso di remunerazione e gearing</i>	46
<i>Ammortamenti economico-tecnici</i>	48
12. Criteri di incentivazione ed efficienza	49
Quadro regolatorio vigente	49
<i>Incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate</i>	49
<i>Incentivo centrali dual fuel</i>	49
<i>Nuove metanizzazioni</i>	50
Orientamenti dell’Autorità	50
<i>Incentivo all’efficienza dei costi di capitale</i>	50
<i>Incentivo alla maggiore selettività degli investimenti</i>	52
<i>Incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate</i>	53
<i>Incentivo centrali dual fuel</i>	57
<i>Nuove metanizzazioni</i>	57
13. Componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo	59
Quadro regolatorio vigente	59
<i>Criteri di determinazione delle componenti di ricavo</i>	59
<i>Meccanismi di conguaglio e di efficientamento</i>	60
Orientamenti dell’Autorità	61
<i>Autoconsumi elettrici</i>	62
<i>Perdite di rete</i>	63
<i>Onere unitario per la compartecipazione al rischio su perdite di rete e GNC</i>	64
14. Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete	65
15. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto	65
16. Copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto gas	66
PARTE IV DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO.67	
17. Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari	67
18. Struttura della tariffa per il servizio di trasporto	67
19. Allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione <i>capacity – commodity</i>)	68
Ricavi relativi al servizio di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità (quota <i>capacity</i>)	68
Ricavi relativi al servizio di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati (quota <i>commodity</i>)	68
Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi	69
20. Allocazione dei costi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (ripartizione <i>entry-exit</i>)	71
21. Metodologia dei prezzi di riferimento	72
Quadro regolatorio vigente	72
Orientamenti dell’Autorità	74
<i>Equalizzazione dei corrispettivi di entrata da terminali di Gnl</i>	74
<i>Aggiustamenti relativi ai corrispettivi da impianti di Gnl</i>	75
<i>Riproporzionamento dei corrispettivi unitari di capacità per la copertura dei ricavi di riferimento</i>	75
<i>Stabilità dei corrispettivi di capacità</i>	76
<i>Trasparenza del driver tariffario per la determinazione dei corrispettivi di capacità</i>	77
<i>Prevedibilità dei corrispettivi</i>	78
Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento	78
22. Moltiplicatori, fattori stagionali e capacità interrompibile	79
Coefficiente moltiplicativo <i>k</i>	81

Fattori stagionali e capacità interrompibile.....	82
PARTE V DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO.....	83
23. Articolazione tariffaria del servizio di misura.....	83
Quadro regolatorio vigente	83
Orientamenti dell’Autorità	83
PARTE VI MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI e conguagli.....	86
24. Perequazione dei ricavi.....	86
25. Fattori correttivi e conguaglio del <i>tariff decoupling</i>	87
Quadro regolatorio vigente	87
Orientamenti dell’Autorità	88
<i>Aspetti procedurali</i>	88
<i>Determinazione dei fattori correttivi dei ricavi</i>	89
<i>Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto</i>	89
<i>Fattore correttivo dei ricavi di commodity del servizio di trasporto</i>	90
<i>Fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura</i>	90
<i>Conguaglio delle partite relative al GNC e alle perdite di rete</i>	91
PARTE VII ULTERIORI ASPETTI.....	92
26. Obblighi informativi in materia di investimenti programmati.....	92
Quadro regolatorio vigente	92
Orientamenti dell’Autorità	92
PARTE VIII QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE.....	94
27. Regolazione della sicurezza	94
28. Regolazione della continuità del servizio e qualità commerciale	95

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento procedurale, ambito della consultazione, e piano di attività

- 1.1 Il presente documento per la consultazione (DCO) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 16/2026/R/GAS per l'adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il settimo periodo di regolazione (7PRT), decorrente dal 1° gennaio 2028. Ai sensi del punto 2 di tale deliberazione, il procedimento è sottoposto ad Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) in ossequio ai criteri di cui alla deliberazione 255/2025/A, di adozione del Regolamento per lo svolgimento dell'AIR dell'Autorità (Regolamento AIR), e in coerenza con la Procedura AIR (Allegato 2 alla deliberazione 255/2025/A).
- 1.2 Nell'ambito del presente documento per la consultazione, l'Autorità, anche tenuto conto delle previsioni di cui al Regolamento AIR, illustra i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi sulla base dei costi riconosciuti per il servizio di trasporto gas naturale e di allocazione di tali costi attraverso la metodologia 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) 2017/460 della Commissione, del 16 marzo 2017 (Codice TAR). L'Autorità illustra inoltre i propri orientamenti in materia di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale.
- 1.3 Preliminarmente alla pubblicazione del presente documento, in coerenza con le previsioni dell'avvio di procedimento, in data 11 marzo 2026 è stato organizzato un incontro tematico con le associazioni degli utenti del servizio di trasporto (di seguito, anche, *focus group*), finalizzato all'approfondimento di criticità e ambiti di miglioramento dell'attuale regolazione tariffaria del servizio di trasporto di cui tener conto nella definizione del nuovo quadro regolatorio. Dall'incontro con gli utenti dell'11 marzo 2026 sono emersi alcuni temi rilevanti per identificare gli orientamenti iniziali della regolazione del trasporto e della misura di gas per il 7PRT; principalmente:
 - a) contenimento dei costi per gli utenti del servizio, attraverso una maggiore selettività degli investimenti ammessi al riconoscimento tariffario, incentivi all'efficientamento della spesa di capitale e valutazione dell'efficacia dei meccanismi esistenti (con particolare riferimento al meccanismo di incentivazione al mantenimento delle reti completamente ammortizzate);
 - b) maggiore trasparenza informativa sui *driver* tariffari e sui ricavi riconosciuti, con l'obiettivo di migliorare la prevedibilità dei corrispettivi tariffari, anche con riferimento al meccanismo di ricostruzione e definizione del coefficiente moltiplicativo per conferimenti impliciti di capacità presso i punti di riconsegna *city gate* (c.d. coefficiente *k*);

- c) meccanismi che garantiscano una maggiore stabilità dei corrispettivi tariffari, anche attraverso simulatori tariffari e modelli di calcolo tariffario utili ad effettuare in autonomia analisi pluriennali multi-scenario;
 - d) aggiustamenti alla metodologia dei prezzi di riferimento al fine di favorire ed incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti (es. sconto ai punti di *entry* da Gnl, modalità di riproporzionamento dei corrispettivi di capacità);
 - e) allocazione intertemporale dei costi di riconversione (c.d. “*repurposing*”) delle reti per l’integrazione di gas a basse emissioni e rinnovabili.
- 1.4 Successivamente alla pubblicazione del presente DCO, l’Autorità valuterà l’opportunità di procedere ad ulteriori incontri tecnici di approfondimento con gli utenti del servizio e/o con i gestori di rete.
- 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 pubblicare le informazioni tariffarie per l’anno 2028 di cui agli articoli 29 e 30 del Codice TAR entro il 31 maggio 2027 e, di conseguenza, adottare il provvedimento finale coi i criteri di regolazione tariffaria non oltre il mese di marzo 2027 (con efficacia dall’anno 2028), al fine di non comprimere eccessivamente le tempistiche per il procedimento di determinazione delle tariffe 2028. Pertanto, si rende necessaria la pubblicazione della consultazione finale sui criteri di regolazione tariffaria per il 7PRT indicativamente nella prima parte del quarto trimestre del 2026.

Inquadramento procedurale ai fini AIR

- 1.6 L’articolo 4 del Regolamento AIR disciplina i seguenti contenuti “minimi” dell’AIR, la cui elaborazione corrisponde ad altrettante fasi del percorso di analisi:
- a) predisposizione del Piano di attività AIR;
 - b) descrizione dell’ambito di intervento e delle relative motivazioni, anche attraverso l’analisi del contesto di riferimento, incluso il quadro normativo e regolatorio;
 - c) individuazione degli obiettivi generali e specifici dell’intervento;
 - d) identificazione dei destinatari diretti e indiretti dell’intervento;
 - e) descrizione delle opzioni considerate, inclusa, di norma, l’opzione zero;
 - f) valutazione comparativa delle opzioni regolatorie considerate, con indicazione dei criteri e delle tecniche di valutazione adottati;
 - g) scelta dell’opzione regolatoria e illustrazione delle relative motivazioni.
- 1.7 Pertanto, coerentemente con la Regolamento AIR e con i requisiti di trasparenza di cui al Codice TAR, nell’ambito del procedimento saranno emanati:
- a) il presente documento, contenente, tra l’altro:
 - i. l’illustrazione del Piano di attività AIR, del contesto di riferimento, dell’ambito e delle motivazioni poste alla base dell’intervento, nonché

degli obiettivi generali e specifici e dei destinatari dell'intervento (lettere da a) a d) del precedente punto);

ii. una prima valutazione e comparazione delle opzioni regolatorie considerate, ivi compresa l'opzione zero, con l'indicazione dei criteri di valutazione e, ove già possibile, una preferenza per una o più opzioni (lettere e) e f) del precedente punto);

b) un secondo DCO contenente gli orientamenti finali dell'Autorità (lettera g) del precedente punto);

c) il provvedimento finale, contenente le determinazioni conclusive dell'Autorità, congruamente motivate anche alla luce sia delle risultanze dell'AIR, sia delle osservazioni e proposte emerse nel corso della consultazione;

d) la Relazione AIR, riassuntiva del percorso che ha condotto alle scelte adottate dall'Autorità nel provvedimento finale.

1.8 Inoltre, il Regolamento AIR prevede una seconda fase del processo di confronto delle opzioni, costituita dalla valutazione degli effetti attesi sui destinatari. Tale valutazione viene effettuata in termini differenziali rispetto all'opzione zero (da assumere come termine di confronto), e richiede, generalmente, un'analisi prospettica in un dato orizzonte temporale, sufficientemente ampio da consentire di cogliere gli effetti attesi più rilevanti delle diverse opzioni. La valutazione può essere anche rappresentata in termini qualitativi con l'attribuzione argomentata di un punteggio numerico a ciascun effetto (positivo se si tratta di vantaggi/benefici, negativo se si tratta di svantaggi/costi).

Piano di attività AIR

1.9 Nella Tabella 1 è riportato il Piano di attività delle principali fasi del procedimento, coerente con la Procedura AIR e tenendo conto delle tempistiche previste dal Codice TAR per l'approvazione delle tariffe di trasporto del gas naturale per l'anno 2028. Il procedimento prevede in particolare, oltre al presente documento per la consultazione contenente di orientamenti iniziali dell'Autorità, un secondo DCO con gli orientamenti finali sui criteri di regolazione tariffaria, da pubblicare non oltre il mese di ottobre 2026 e sottoporre alla valutazione dell'ACER, e un eventuale ulteriore DCO specifico sulla regolazione della qualità del servizio di trasporto.

Tabella 1: Piano di attività per l'adozione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio per il 7PRT

3 febbraio 2026	Delibera	Avvio di procedimento
11 marzo 2026	<i>Focus group</i>	Incontro di approfondimento tecnico con le associazioni di utenti del servizio di trasporto gas
12 maggio 2026	DCO	Orientamenti iniziali
IV trimestre 2026	DCO	Orientamenti finali sulla regolazione tariffaria (art. 26.1 Codice TAR), resa disponibile anche in lingua inglese Consultazione con NRA degli Stati membri adiacenti su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali
IV trimestre 2026 – I trimestre 2027		Invio della consultazione ad ACER e valutazione su conclusioni analisi ACER
I trimestre 2027	Delibera	Criteri di regolazione tariffaria per il 7PRT, inclusa la definizione di sconti, moltiplicatori e fattori stagionali (art. 28 Codice TAR)
II trimestre 2027	DCO	Eventuali orientamenti finali sulla regolazione della qualità
Entro 31 maggio 2027	Delibera	Approvazione delle tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale 2028 e pubblicazione informazioni art. 29 e 30 del Codice TAR
VI trimestre 2027	Delibera	Criteri di regolazione della qualità per il 7PRT

S I. Osservazioni in merito al Piano di attività.

2. Obiettivi dell'intervento e soggetti destinatari

2.1 Nella deliberazione 16/2026/R/GAS di avvio del procedimento, l'Autorità ha individuato le seguenti linee di intervento:

- a) valutare le eventuali esigenze di revisione dei criteri di riconoscimento dei costi del servizio, ferma restando la necessaria coerenza con i criteri di regolazione comuni ai servizi infrastrutturali energetici di cui al TIROSS, esaminandone al contempo il relativo ambito di applicazione;
- b) rafforzare i principi di efficienza ed economicità degli investimenti ai fini dei riconoscimenti tariffari in coerenza con gli incentivi all'efficienza dei costi di capitale definiti dalla regolazione ROSS, e tenendo conto del *benchmarking* dei costi dei gestori di cui al regolamento (UE) 2024/1789;
- c) valutare l'evoluzione degli attuali meccanismi di incentivazione ed efficientamento alla luce del monitoraggio del loro funzionamento;
- d) valutare l'opportunità di rivedere il *gearing* per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale del servizio di trasporto gas, secondo quanto previsto dal TIWACC, in coordinamento con la futura revisione dei criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale per il 3PWACC, a decorrere dall'anno 2028;
- e) valutare, anche ai sensi del Codice TAR, la coerenza della metodologia dei prezzi di riferimento rispetto al contesto di mercato, e dell'opportunità di

- modifiche dei parametri dell'attuale metodologia della CWD (*Capacity-Weighted Distance*);
- f) tener conto delle esigenze di stabilità e prevedibilità dei corrispettivi di trasporto gas;
 - g) valutare l'eventuale esigenza di aggiornamento della regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di trasporto gas, nonché della qualità commerciale, anche in coerenza con le disposizioni contenute nel regolamento (UE) 2024/1787.
- 2.2 Tenuto conto delle linee di intervento individuate in sede di avvio di procedimento, possono essere individuati i seguenti obiettivi dell'intervento:
- a) stabilità e coerenza del quadro regolatorio;
 - b) efficienza del servizio di trasporto;
 - c) contenimento degli impatti tariffari;
 - d) semplificazione amministrativa.
- 2.3 Ai fini della valutazione e comparazione delle opzioni regolatorie considerate, il Regolamento AIR prevede, anche al fine di chiarire e rendere più trasparente il percorso decisionale seguito, di tenere conto degli obiettivi specifici perseguiti e di ricorrere il più possibile a criteri¹, anche comuni a più obiettivi, quali:
- a) efficacia, intesa come capacità di raggiungere gli obiettivi specifici prefissati;
 - b) efficienza, intesa come capacità dell'intervento di massimizzare il rapporto tra risultati ottenuti e risorse impiegate;
 - c) concordanza tra obiettivi, intesa come idoneità a minimizzare i *trade-off* tra diversi obiettivi o risultati attesi;
 - d) semplificazione amministrativa, intesa come la capacità di evitare o minimizzare aggravii burocratici e amministrativi per i destinatari;
 - e) tempestività, intesa come distribuzione temporale degli effetti dell'opzione e, dunque, della sua efficacia attesa.
- 2.4 Ai fini del presente procedimento, su alcuni orientamenti di particolare rilevanza sono presentate opzioni regolatorie alternative, valutate qualitativamente utilizzando di volta in volta i criteri ritenuti più significativi per il caso in questione, anche in coerenza con gli obiettivi dell'intervento di cui al punto 2.2, tra quelli descritti di seguito:
- a) efficienza: capacità di indurre efficienza e un aumento della produttività totale nell'erogazione del servizio;
 - b) efficacia: capacità di raggiungere gli obiettivi prefissati;

¹ Ai fini della valutazione, va utilizzato preferibilmente un punteggio (per es. in un intervallo da -3 a +3), utile a determinare una valutazione complessiva o, in alternativa, una scala di giudizio (es: nullo, basso, medio, alto). La rilevanza dei diversi criteri ai fini della valutazione complessiva può essere differenziata attribuendo a ciascun criterio un "peso" in termini percentuali. I punteggi/giudizi assegnati, inclusi gli eventuali pesi associati, devono essere sinteticamente argomentati.

- c) sicurezza di esercizio della rete: capacità di assicurare i prerequisiti di sicurezza nell'esercizio della rete;
- d) contenimento dell'impatto tariffario: capacità di assicurare limitati impatti sulle tariffe di trasporto gas;
- e) coerenza e certezza regolatoria: idoneità ad accrescere l'uniformità e omogeneità della regolazione e la relativa stabilità;
- f) fattibilità: idoneità ad essere gestita dal regolatore e dal gestore nel contesto di riferimento;
- g) proporzionalità: bilanciamento dei costi e dei benefici attesi dell'azione regolatoria;
- h) semplificazione amministrativa: capacità di evitare o minimizzare aggravii burocratici e amministrativi.

2.5 I soggetti destinatari dell'intervento sono:

- a) le imprese di trasporto;
- b) gli utenti del servizio di trasporto e le loro associazioni;
- c) i clienti finali del settore del gas naturale e le loro associazioni.

S 2. Osservazioni in merito agli obiettivi e ai destinatari 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 in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti;
- c) la Parte IV, nella quale sono riportati gli orientamenti in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto;
- d) la Parte V, nella quale sono riportati gli orientamenti 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 regolazione tariffaria;
- g) la Parte VIII, nella quale sono trattati orientamenti iniziali in materia di regolazione della qualità del servizio di trasporto.

PARTE II

QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO

4. Quadro normativo europeo

- 4.1 Il quadro normativo dell'Unione europea che disciplina il settore del gas naturale, dei gas rinnovabili e dell'idrogeno è orientato agli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza dell'approvvigionamento ed integrazione dei mercati energetici.
- 4.2 Il principale *framework* normativo per la regolazione tariffaria e della qualità del servizio di trasporto gas è costituito dalle disposizioni adottate a giugno 2024 nell'ambito del c.d. pacchetto decarbonizzazione, composto dalla direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, recante norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno (di seguito: direttiva (UE) 2024/1788), e dal regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno (di seguito: regolamento (UE) 2024/1789), volte a promuovere la concorrenza e il corretto funzionamento dei mercati interni dell'energia, favorire la progressiva integrazione dei gas rinnovabili e dell'idrogeno nei sistemi energetici nazionali, rafforzare la sicurezza e la resilienza delle infrastrutture, e assicurare il conseguimento degli obiettivi climatici e ambientali dell'Unione.
- 4.3 La direttiva (UE) 2024/1788, nello specifico, reca norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, introduce misure specifiche per una pianificazione infrastrutturale maggiormente integrata, sia dal punto di vista verticale (tenendo conto sia degli sviluppi infrastrutturali relativi alle reti di trasporto sia di quelli relativi a reti di distribuzione, impianti di stoccaggio e di rigassificazione del Gnl), sia dal punto di vista orizzontale, valorizzando i crescenti legami tra i settori del gas naturale e dell'elettricità, così come dell'idrogeno e, ove applicabile, del teleriscaldamento. Ad oggi, tale direttiva è in corso di recepimento nell'ordinamento italiano.
- 4.4 Il regolamento (UE) 2024/1789 definisce una disciplina unitaria e aggiornata per il funzionamento dei mercati interni del gas, l'accesso alle infrastrutture, la sicurezza dell'approvvigionamento e lo sviluppo delle nuove filiere energetiche decarbonizzate.
- 4.5 Assume inoltre rilievo il regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 (di seguito: regolamento (UE) 2017/1938), che reca misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas; in particolare:
- 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 provveda 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; il paragrafo 4 del medesimo articolo prevede che i gestori del sistema di trasporto realizzino, di norma, una capacità fisica permanente di trasporto del gas in entrambe le direzioni (c.d. 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.
- 4.6 In aggiunta, il regolamento (UE) 2017/1938, come modificato dal regolamento (UE) 2024/1789:
- a) mira a integrare il gas rinnovabile e il gas e l'idrogeno a basse emissioni di carbonio nel sistema energetico dell'Unione adattandosi anche a nuovi rischi, quali le minacce informatiche;
 - b) estende il meccanismo di solidarietà prevedendo che gli Stati membri si forniscano reciprocamente "gas di solidarietà" anche in caso di grave emergenza, garantendo l'applicabilità di un insieme di norme standard a livello UE nel caso in cui gli Stati membri non abbiano firmato accordi bilaterali.
- 4.7 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).
- 4.8 Nel quadro delle politiche europee per la transizione ecologica e la ripresa economica, il regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021 (di seguito: regolamento (UE) 2021/241) istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza quale strumento dell'Unione volto a sostenere la ripresa economica e sociale degli Stati membri – sostenendoli nel superamento della crisi economica post-pandemica e nel rafforzamento strutturale delle rispettive economie –, disciplinando il finanziamento di riforme e investimenti mediante i Piani nazionali di ripresa e resilienza, nel rispetto degli obiettivi climatici e digitali. Tale regolamento si inserisce in una più ampia cornice strategica delineata dal regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno del 2021, con cui si è fissato l'obiettivo giuridicamente vincolante del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050, stabilendo l'obiettivo vincolante di riduzione netta delle emissioni di gas a

effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 e assicurando la coerenza e il monitoraggio delle politiche climatiche dell'Unione e degli Stati membri.

4.9 Lo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina nel 2022 ha imposto un'accelerazione e un rafforzamento del percorso avviato con il dispositivo per la ripresa e la resilienza, evidenziando la necessità di affrancare l'Unione europea dalla dipendenza energetica dai combustibili fossili russi. In tale contesto si colloca il regolamento (UE) 2023/435 del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 febbraio 2023 e la comunicazione della Commissione europea COM(2022)230 del 18 maggio 2022, che modificano il dispositivo per la ripresa e la resilienza di cui al regolamento (UE) 2021/241 inserendo capitoli dedicati al c.d. piano *REPowerEU*, quale strategia organica per ridurre la dipendenza energetica dell'Unione dai combustibili fossili prima del 2030, rafforzare la sicurezza energetica e accelerare la transizione energetica, nel rispetto degli obiettivi climatici dell'Unione, contrastando al contempo l'aumento dei prezzi dell'energia. La strategia *REPowerEU* individua due direttrici principali di intervento:

a) misure emergenziali volte a:

- i. attenuare l'impatto dei prezzi elevati sui consumatori vulnerabili e sulle imprese, prevedendo, in situazioni eccezionali, interventi regolatori sui prezzi e meccanismi di redistribuzione a favore dei consumatori delle entrate derivanti dagli elevati profitti del settore energetico e dallo scambio di quote di emissione;
- ii. definire un quadro temporaneo di crisi per gli aiuti di Stato, finalizzato a permettere l'erogazione di misure di sostegno alle imprese colpite dalla crisi, con particolare riguardo a quelle che sostengono oneri energetici elevati;
- iii. introdurre obblighi di riempimento degli stoccaggi di gas entro il 1° ottobre di ogni anno e meccanismi di solidarietà tra gli Stati membri;

b) misure strutturali di medio-lungo periodo orientate all'eliminazione della dipendenza dalle fonti fossili russe mediante:

- i. la diversificazione delle forniture di gas grazie all'aumento delle importazioni da fornitori non russi e all'aumento dei volumi di produzione e di importazione di biometano e di idrogeno rinnovabile;
- ii. la riduzione dei consumi energetici negli edifici e nell'industria operando sui fronti del rafforzamento dell'efficienza energetica, dell'espansione delle energie rinnovabili e dell'elettrificazione dei sistemi produttivi.

4.10 Il regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 reca nuovi orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (regolamento TEN-E), adeguando il quadro normativo europeo agli obiettivi dell'Unione in materia di transizione energetica, neutralità climatica e sicurezza dell'approvvigionamento. Nello specifico, tale regolamento ridefinisce le priorità dell'Unione, privilegiando lo sviluppo delle reti elettriche, delle infrastrutture per le energie rinnovabili, l'idrogeno, i sistemi di accumulo e le reti

intelligenti, escludendo il sostegno a nuove infrastrutture per i combustibili fossili, e rafforzando i criteri per l'individuazione dei Progetti di Interesse Comune (PCI) e di Mutuo Interesse (PMI) e le procedure di autorizzazione e finanziamento.

- 4.11 Infine, il regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 introduce misure volte a ridurre in modo significativo le emissioni di metano nel settore dell'energia, per tutte le attività della filiera (estrazione, trasporto, distribuzione, stoccaggio e importazioni di petrolio, gas e carbone); con specifico riferimento al servizio di trasporto del gas naturale, il regolamento richiede, tra l'altro, misurazioni accurate, monitoraggio, *reporting* e verifica indipendente delle emissioni, oltre a obblighi di individuazione e riparazione delle fughe di metano rilevate.

Normativa europea di carattere tariffario

- 4.12 Il regolamento (UE) 2017/460 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 relativi alla consultazione finale;
 - 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 DCO 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.
- 4.13 Il regolamento (UE) 2024/1789 introduce una serie di novità rilevanti con riferimento alla regolazione tariffaria e dei ricavi del servizio di trasporto del gas,

intervenendo anche su alcuni aspetti disciplinati dal Codice TAR. In particolare, con riferimento alle tariffe, l'articolo 17 sancisce:

- a) i principali criteri per la determinazione delle tariffe, ponendo particolare enfasi sulla trasparenza delle tariffe e delle metodologie utilizzate per calcolarle: in particolare, le tariffe devono tenere conto della necessità di integrità del sistema, essere non discriminatorie e *cost reflective*, purché i costi sottostanti corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e strutturalmente comparabile, e devono garantire un appropriato rendimento degli investimenti; inoltre, devono essere definite con l'obiettivo di promuovere la concorrenza e lo scambio efficiente di gas, evitare sussidi incrociati tra utenti della rete, fornendo incentivi per gli investimenti e mantenendo o realizzando l'interoperabilità delle reti di trasporto;
 - b) che le tariffe applicabili agli utenti della rete siano determinate in modo distinto per ogni punto d'entrata e d'uscita del sistema di trasporto; che i meccanismi di assegnazione dei costi e la metodologia per la fissazione dei tassi riguardanti i punti d'entrata e d'uscita siano approvati dalle autorità di regolazione, le quali assicurano che le tariffe non siano calcolate sulla base dei flussi contrattuali; l'autorità di regolazione può decidere di applicare uno sconto fino al 100% sulla capacità ai punti di entrata da e ai punti di uscita verso gli impianti di stoccaggio sotterraneo di gas naturale e ai punti di entrata dagli impianti di Gnl al fine di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, riesaminando tale sconto tariffario e il suo contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento durante ogni periodo di regolazione;
 - c) che si possano fondere sistemi di entrata-uscita adiacenti al fine di consentire un'integrazione regionale totale o parziale in cui si possano sopprimere le tariffe ai punti di interconnessione tra i sistemi di entrata-uscita interessati; le autorità di regolazione possono approvare una tariffa comune e un meccanismo di compensazione efficace fra gestori dei sistemi di trasporto per la redistribuzione dei costi derivanti dalla soppressione dei punti di interconnessione; gli Stati membri con più di un sistema di entrata-uscita interconnesso, o più di un gestore di rete all'interno di un sistema di entrata-uscita, possono applicare una tariffa di rete uniforme al fine di creare condizioni di parità per gli utenti della rete, a condizione che sia stato approvato un piano della rete e che sia attuato un meccanismo di compensazione tra gli operatori di rete.
- 4.14 L'articolo 18 del regolamento (UE) 2024/1789 prevede la possibilità di uno sconto sulla tariffa basata sulla capacità del 100% per il gas rinnovabile e del 75% per il gas a basse emissioni di carbonio, applicato (i) ai punti di entrata da impianti di produzione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio; (ii) ai punti di entrata e di uscita degli impianti di stoccaggio del gas naturale; (iii) ai punti di interconnessione tra Stati membri; al verificarsi di alcune condizioni, alle Autorità è consentito concedere una deroga dall'applicazione degli sconti.
- 4.15 Con riferimento ai ricavi dei gestori di trasporto, l'articolo 19 del regolamento (UE) 2024/1789 prevede l'ampliamento delle informazioni che devono essere rese

pubbliche da parte dell’Autorità o dei gestori di rete rispetto alle informazioni previste nel Codice TAR, e il confronto di efficienza tra i costi dei gestori delle reti di trasporto, tramite uno studio condotto da ACER, e di cui l’Autorità deve tener conto nel fissare i ricavi ammessi.

- 4.16 Infine, l’articolo 17 del regolamento (UE) 2024/1789 dispone la valutazione dell’evoluzione delle tariffe di trasporto almeno nel periodo di regolazione, e possibilmente fino al 2050, nell’ambito di piani decennali di sviluppo per le infrastrutture del gas e dell’idrogeno basati su scenari integrati, al fine di garantire sicurezza, efficienza e coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione dell’Unione (articolo 55 e ss.).

5. Quadro normativo nazionale

Normativa nazionale di carattere tariffario

- 5.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate alle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione, assicurando adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull’intero territorio nazionale.
- 5.2 L’articolo 1, comma 1 della legge 481/95, identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:
- a) essere *“certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”*, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati del Governo;
 - 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”*.
- 5.3 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).
- 5.4 L’articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, come modificato con il decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17², dispone che le Autorità di regolazione stabiliscano ed aggiornino le tariffe *“in relazione all’andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima”* e *“in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale”* nonché *“la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui al comma 1*

² Convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34.

dell'articolo 1, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio”.

- 5.5 L'articolo 2, comma 12, lettere g) e h), della legge 481/95, dispone che le Autorità emanino le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente; la legge attribuisce altresì alle Autorità il compito di determinare i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente il servizio nei confronti dell'utente ove l'esercente non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti dalla stessa.
- 5.6 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).
- 5.7 Il decreto legislativo n. 164/00, oltre a definire la struttura organizzativa del settore, stabilisce alcuni criteri generali per la determinazione delle tariffe, attribuendo all'Autorità il compito di vigilare affinché le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale siano svolte in modo da non ostacolare la parità di condizioni di accesso al sistema, la massima imparzialità e la neutralità, 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.

Disposizioni in materia di pianificazione degli investimenti

- 5.8 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 dell'ambiente e della sicurezza energetica), 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.

- 5.9 L'articolo 16 del decreto legislativo 93/11, come modificato dalla legge 29 luglio 2015, n. 115, e dalla legge 29 dicembre 2023, n. 214 (di seguito: legge 214/23), prevede che l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori, trasmetta all'Autorità e al Ministero il piano unico decennale di sviluppo dell'intera rete di trasporto gas, e che l'Autorità lo sottoponga a consultazione pubblica, rendendo pubblici i relativi esiti.
- 5.10 L'articolo 16, comma 6*bis*, del decreto legislativo n. 93/11 ascrive all'Autorità il compito di valutare se i Piani presentati dai gestori:
- contemplino tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva;
 - siano coerenti con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (c.d. TYNDP), di cui all'articolo 32 del regolamento (UE) 2024/1789.
- 5.11 Ai fini della predetta valutazione, l'Autorità verifica altresì che la scelta degli investimenti 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 ai requisiti di efficienza, economicità e sicurezza previsti dalla disciplina tariffaria.
- 5.12 L'articolo 16, comma 6, del decreto legislativo n. 93/11, prevede inoltre che il Ministero valuti, tra l'altro, la coerenza dei Piani con la strategia energetica nazionale di cui all'articolo 3 del medesimo decreto.

Criteria per l'individuazione del perimetro della rete di trasporto del gas

- 5.13 Ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00, l'ambito della rete nazionale di gasdotti viene individuato con decreto del Ministero competente, sentita l'Autorità e la Conferenza Unificata.
- 5.14 Ai sensi della disposizione sopra richiamata, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, con decreto direttoriale del 9 settembre 2025, n. 37, ha provveduto ad aggiornare la Rete di Trasporto Nazionale far data dal 1° gennaio 2025, sulla base delle istanze pervenute negli anni 2023 e 2024. I gasdotti sono suddivisi in quattro distinte tipologie:
- gasdotti ricadenti in mare;
 - gasdotti di importazione ed esportazione non compresi nell'elenco dei gasdotti di cui al punto a), e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento;
 - gasdotti collegati agli stoccaggi;
 - gasdotti interregionali funzionali al sistema nazionale del gas non compresi nell'elenco di cui ai precedenti punti;
 - gasdotti funzionali direttamente o indirettamente al sistema nazionale del gas;
 - 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.

- 5.15 Per quanto riguarda il perimetro delle reti regionali di trasporto, l'articolo 31, comma 1, del decreto legislativo n. 93/11, integra le disposizioni di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00, prevedendo che possano essere classificate come reti facenti parte della rete di trasporto regionale le reti o i gasdotti di nuova realizzazione o quelli esistenti che soddisfino i requisiti stabiliti con decreto del Ministro competente, ad oggi disciplinati dal decreto del Ministro delle attività produttive del 29 settembre 2005. Il perimetro della Rete di Trasporto Regionale è stato da ultimo aggiornato con decreto direttoriale 25 maggio 2023, a far data dal 1° gennaio 2023.
- 5.16 L'articolo 30, della legge 12 dicembre 2002, n. 273 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 164/00 sono demandate ad accordi tra lo Stato italiano e gli altri Stati interessati, sentite le imprese di trasporto interessate.

Disposizioni in materia di metanizzazione della Regione Sardegna

- 5.17 L'articolo 60, comma 6, del decreto-legge n. 76/20, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge 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”*.
- 5.18 L'articolo 31, comma 3, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108 (di seguito: decreto-legge 77/21), prevede inoltre che al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna anche in attuazione dell'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/20, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri individui le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone nell'isola.
- 5.19 Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 settembre 2025, che sostituisce il precedente decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022, in coerenza con le sopra citate previsioni normative, individua le opere e le infrastrutture finalizzate all'estensione della rete nazionale di trasporto del gas alla Sardegna attraverso un sistema di collegamento virtuale (c.d. *“virtual pipeline”*).

Disposizioni in materia di sicurezza degli approvvigionamenti

- 5.20 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, il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, come convertito con legge 27 aprile 2022, n. 34, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali, contiene disposizioni finalizzate ad accrescere la sicurezza delle forniture di gas naturale, tra cui 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.

- 5.21 Il decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21, come convertito con legge 20 maggio 2022, n. 51, recante misure urgenti per fronteggiare gli effetti economici ed umanitari derivanti dalla crisi ucraina, ha introdotto misure volte al rafforzamento dei presidi per la sicurezza, la difesa nazionale, le reti di comunicazione elettronica e degli approvvigionamenti di materie prime. Nell'ambito di tale intervento, e per quanto qui rileva, il legislatore ha previsto l'obbligo in capo ai titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas destinato al mercato italiano di trasmettere al Ministero competente e all'Autorità i contratti in essere, quelli di nuova stipulazione, nonché ogni successiva modifica degli stessi.
- 5.22 Nel medesimo quadro emergenziale, il decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, come convertito con legge 15 luglio 2022, n. 91, ha ulteriormente rafforzato l'intervento pubblico mediante l'introduzione di misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, di sostegno alla produttività delle imprese e di attrazione degli investimenti, finalizzate a mitigare in modo sistemico le ricadute economiche e sociali della crisi ucraina. Per quanto qui rileva, l'articolo 5 di tale decreto-legge introduce disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione al fine di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas.
- 5.23 Il decreto-legge 20 febbraio 2026 n. 21, come convertito con modificazione dalla legge 10 aprile 2026, n. 49 (c.d. decreto bollette), introduce misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie. Alcune delle suddette misure riguardano anche la regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale, in particolare:
- a) si introduce un meccanismo di compensazione dei costi del gas utilizzato per produrre energia elettrica, da applicarsi ai produttori termoelettrici, con l'obiettivo di ridurre l'impatto dei prezzi del gas sul costo dell'elettricità; nel dettaglio, all'articolo 6, comma 2, la norma dispone che:
 - i. l'Autorità definisca le modalità con le quali, a decorrere dal 1° gennaio 2027, i corrispettivi unitari variabili della tariffa di trasporto del gas naturale, diversi da quelli funzionali alla copertura di costi di natura variabile, e le componenti tariffarie aggiuntive della tariffa di trasporto del gas naturale a copertura di oneri di carattere generale del sistema gas applicati ai prelievi di gas naturale per la produzione di energia elettrica, sono inclusi tra gli oneri oggetto di rimborso ai produttori

- termoelettrici, e coperti tramite componenti applicate ai prelievi di energia elettrica (comma 2);
- ii. con il medesimo meccanismo, ed entro certi limiti, i produttori termoelettrici siano rimborsati per i prelievi di gas naturale per la produzione di energia elettrica immessa in rete, per gli adempimenti connessi alle emissioni ETS (comma 3);
- b) si introducono misure volte a promuovere la concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas (articolo 10), quali:
- i. l'introduzione di un servizio di liquidità per la compensazione degli effetti sui prezzi registrati nel mercato del gas naturale italiano derivanti dal cumulo dei costi di trasporto per l'importazione del gas naturale dall'Europa del Nord (comma 1);
 - ii. la definizione, da parte dell'Autorità, di una proposta al Governo per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto in territorio svizzero.

6. Quadro regolatorio

Regolazione tariffaria e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2024-2027

- 6.1 Con la deliberazione 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 139/2023/R/GAS), l'Autorità ha stabilito i criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione, per gli anni 2024-2027 (RTTG 6PRT).
- 6.2 Con la deliberazione 589/2023/R/GAS, l'Autorità ha stabilito i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per gli anni 2024-2027 (RQTG 6PRT).
- 6.3 Nelle successive Parti del presente documento, saranno illustrate le disposizioni vigenti nel periodo 2024-2027 con riferimento a specifici criteri oggetto di consultazione.

Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento

- 6.4 Con la deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM, l'Autorità ha approvato i principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS) disponendo, tra l'altro, criteri di determinazione del costo riconosciuto comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, e i criteri di regolazione specifici dell'approccio ROSS-base, quali le modalità di definizione della *baseline* di spesa totale, di trattamento delle maggiori o minori efficienze della spesa effettiva rispetto alla *baseline*, e di determinazione delle componenti *slow money* (articolo 14) e *fast money* (articolo 15) in funzione del tasso di capitalizzazione (articolo 42).
- 6.5 Con la deliberazione 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 497/2023/R/COM), l'Autorità ha definito le modalità applicative dei criteri ROSS-

base di cui al TIROSS per i servizi di trasporto gas, trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, a decorrere dal 2024 (di seguito: criteri applicativi ROSS, o anche criteri ROSS).

- 6.6 Con la deliberazione 27 marzo 2025, 130/2025/R/COM (di seguito: deliberazione 130/2025/R/COM), l'Autorità ha modificato i criteri di rivalutazione dei costi di capitale per tutti i servizi infrastrutturali dell'energia e del gas, adottando, a decorrere dalle rivalutazioni rilevanti per le tariffe dell'anno 2025 (ossia per la costruzione dell'Indice di rivalutazione del capitale con base 1 nell'anno 2024), il tasso di variazione dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat, in luogo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.
- 6.7 Con la deliberazione 5 agosto 2025, 390/2025/R/COM (di seguito: deliberazione 390/2025/R/COM), nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM per la definizione dei criteri di regolazione secondo il modello ROSS-integrale, prospettando la presentazione da parte delle imprese regolate di piani di investimento come principale strumento per una regolazione ROSS *forward looking*, l'Autorità ha disposto l'adeguamento di specifici istituti della regolazione ROSS-base e l'introduzione sperimentale di strumenti regolatori per l'evoluzione della regolazione verso il ROSS-integrale.

Tasso di remunerazione del capitale

- 6.8 Con deliberazione 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM (di seguito: 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).
- 6.9 Con la deliberazione 28 novembre 2024, 513/2024/R/COM (di seguito: deliberazione 513/2024/R/COM), l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del parametro *beta asset* e del tasso di remunerazione del capitale investito per il sub-periodo 2025-2027 per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas; per il servizio di trasporto e misura del gas naturale, il WACC risulta pari a 5,5%, e il tasso rilevante ai fini della remunerazione delle immobilizzazioni in corso (cfr. comma 5.9 della RTTG 6PRT), pari a 4,2%. Con la medesima deliberazione 513/2024/R/COM, l'Autorità ha inoltre confermato il meccanismo di *trigger* per l'aggiornamento del WACC anche nel secondo sub-periodo 2025-2027, prevedendo in particolare di ridurre la soglia per l'attivazione del meccanismo di *trigger* da 50 a 30 bps. Con la deliberazione 4 novembre 2025, 476/2025/R/COM, l'Autorità ha verificato l'attivazione del *trigger* per l'anno 2026, confermando i valori dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas vigenti per il 2025.

Misura sulla rete di trasporto

- 6.10 Con la deliberazione 23 novembre 2021, 512/2021/R/GAS, l’Autorità ha approvato la Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG) che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio dei livelli di qualità.
- 6.11 Con la deliberazione 139/2023/R/GAS, in sede di definizione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale per il 6PRT, a decorrere dal 2024 l’Autorità ha definito il corrispettivo per il servizio di *metering* presso i clienti finali (CM_{CF}^{pdr} , cfr. articolo 22 della RTTG 6PRT) differenziato in funzione della portata dell’impianto di misura (Qero). Tale corrispettivo è stato determinato con la deliberazione 30 maggio 2023, 234/2023/R/GAS, in sede di determinazione dei livelli tariffari per l’anno 2024, ed è aggiornato negli anni del periodo di regolazione successivi al primo per tenere conto esclusivamente delle variazioni dell’Indice di rivalutazione del capitale.
- 6.12 Nel corso degli anni 2022-2025, in particolare in esito alla prima rilevazione, nell’anno test 2023, dei livelli di servizio degli impianti di misura senza applicazione dei relativi corrispettivi per eventuali fuori standard, e alla valutazione dei rapporti di monitoraggio inviati dalle imprese di trasporto gas relativi al 2024, l’Autorità ha adottato disposizioni finalizzate a risolvere elementi critici emersi dal suddetto monitoraggio, da ultimo con la deliberazione 7 ottobre 2025, 443/2025/R/GAS.

Pianificazione dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

- 6.13 Con la deliberazione 5 luglio 2018, 468/2018/R/GAS, l’Autorità ha introdotto disposizioni in relazione alle modalità di consultazione dei Piani, e Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e per l’analisi costi-benefici (di seguito: ACB) degli interventi (Requisiti minimi), rilevanti ai fini delle valutazioni di competenza dell’Autorità.
- 6.14 In coerenza con le disposizioni dell’articolo 16 del decreto legislativo 93/11, come modificato dalla legge 214/23 con l’introduzione di un Piano unico decennale per l’intera rete di trasporto, con la deliberazione 15 aprile 2025, 170/2025/R/GAS, l’Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia requisiti minimi del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto.
- 6.15 Con la deliberazione 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM, l’Autorità ha avviato un procedimento per l’attuazione del dPCM in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell’utilizzo del carbone in Sardegna. Nell’ambito di tale procedimento, con il DCO 21 aprile 2026, 135/2026/R/GAS, l’Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture di cui al dPCM 10 settembre 2025 in materia di individuazione delle opere e delle infrastrutture necessarie al *phase out* dell’utilizzo del carbone

in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, con particolare riferimento al collegamento virtuale (c.d. *virtual pipeline*) di cui all'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76. Nello specifico, il DCO 135/2026/R/GAS illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito al perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nel collegamento virtuale, al trattamento tariffario delle infrastrutture riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna, e alle modalità di svolgimento del servizio. Inoltre, tenendo conto degli aspetti di scenario energetico della Regione, l'Autorità, per le finalità di propria competenza, nel DCO 135/2026/R/GAS ha espresso una riserva sull'opportunità di effettuare ulteriori valutazioni e approfondimenti in tema di metanizzazione dell'Isola, in ragione dei costi che emergerebbero dall'implementazione del dPCM, dei relativi impatti tariffari e dei conseguenti potenziali impatti sui mercati all'ingrosso, anche tenendo conto di modalità alternative di soddisfacimento della domanda energetica.

Utilizzi innovativi delle reti di trasporto

- 6.16 Con la deliberazione 2 agosto 2022, 404/2022/R/GAS, l'Autorità ha approvato il regolamento di incentivazione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale e ha istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) il Fondo per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas, che è alimentato, a decorrere dal 1° gennaio 2023, da una specifica componente tariffaria.
- 6.17 Con la deliberazione 12 dicembre 2023, 590/2023/R/GAS, è stata approvata la graduatoria di ammissione delle istanze alle sperimentazioni dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale. Con le deliberazioni 16 aprile 2024, 147/2024/R/GAS e 30 settembre 2025, 433/2025/R/GAS, sono stati erogati rispettivamente il primo ed il secondo acconto previsti dal regolamento di incentivazione dei progetti pilota.

Accesso al servizio di trasporto e conferimenti di capacità

- 6.18 La deliberazione 17 luglio 2002, 137/02 disciplina le garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale.
- 6.19 Con la deliberazione 16 aprile 2019, 147/2019/R/GAS, recante la riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, conferimenti di capacità giornalieri in funzione di una capacità di trasporto convenzionale per i punti di riconsegna della distribuzione, decorrenti dal 1° ottobre 2023.

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 e misura riferite al corrente periodo di regolazione (6PRT), tenendo presente che il protrarsi dei conflitti in Medio Oriente, i danni alle infrastrutture energetiche e il blocco dello Stretto di Hormuz stanno creando forte tensione e instabilità nei mercati del gas, rendendo più difficile prevedere l'andamento di tali variabili nel prossimo futuro:
- a) negli anni 2024-2026, i ricavi di riferimento del servizio di trasporto e misura da recuperare mediante l'applicazione dei corrispettivi tariffari hanno subito un incremento medio di circa +8% su base annua; in particolare, i ricavi da recuperare mediante i corrispettivi di capacità del servizio di trasporto sono aumentati mediamente di circa il 10%, i ricavi da recuperare mediante i corrispettivi variabili sono diminuiti mediamente di circa 1%, e i ricavi per il servizio di misura sono aumentati di circa il 17%; tali dinamiche sono dovute principalmente all'aumento significativo degli investimenti sia nel servizio di trasporto sia nel servizio di misura (per effetto anche del riassetto del servizio, che porta a un ampliamento del perimetro di attività del gestore), ma anche all'andamento delle partite inflattive e del tasso di remunerazione del capitale investito; per contro, i ricavi relativi alla componente variabile si sono ridotti, principalmente per il ridursi del prezzo del gas con cui sono valorizzate le componenti di autoconsumi, perdite e GNC;
 - b) è stata registrata una generale diminuzione dei *driver* tariffari sia relativi alle capacità previste in conferimento, con l'eccezione delle capacità in entrata che restano stabili, sia relativi ai volumi di riferimento rilevanti ai fini del dimensionamento dei corrispettivi variabili;
 - c) l'effetto combinato dell'aumento dei ricavi da recuperare e della diminuzione dei *driver* tariffari ha comportato un incremento dei corrispettivi tariffari - particolarmente quelli di capacità applicati ai punti di uscita, che hanno subito un aumento medio nel 6PRT pari a circa il 15%, e del corrispettivo di misura (+23% in media) - mentre è stato più contenuto l'aumento del corrispettivo variabile (+6% in media);
 - d) in relazione all'utilizzo della rete di trasporto, si rileva una significativa modifica dei flussi rispetto a quanto avvenuto fino all'anno 2021 (dal 2022 si sono drasticamente ridotte le importazioni dalla Russia, compensate da un incremento dei flussi di importazione dai punti di entrata da Sud e da Gnl), e in particolare si osserva, nel 2025 rispetto al 2021:
 - i. una diminuzione dei consumi interni (-17%) e, conseguentemente, delle importazioni di gas (-15%);
 - ii. una significativa riduzione delle importazioni via gasdotto (-35%), in particolare da Tarvisio (-98%), in favore di Passo Gries e dai punti da Sud di Mazara del Vallo e Melendugno;
 - iii. un significativo incremento delle importazioni via Gnl, che sono più che raddoppiate rispetto al 2021, e che nel 2025 hanno costituito circa il 34% delle importazioni complessive;

- iv. un andamento discontinuo delle esportazioni, in media aumentate annualmente dell'80% dal 2021 al 2025, con un picco di circa 4,5 miliardi di Smc nel 2022;
- e) sulla base delle informazioni rese dall'impresa maggiore di trasporto nel Piano unico 2025, la spesa complessivamente prevista nell'orizzonte di Piano 2025-2034 risulta significativa, per un ammontare complessivo pari a circa 18 miliardi di euro, e incrementata rispetto ai Piani 2023 principalmente a causa dell'aumento degli investimenti di sostituzione e di messa in sicurezza della rete.

PARTE III
CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI

8. Decorrenza e durata del periodo di regolazione

- 8.1 In continuità con l'attuale periodo di regolazione, si ritiene opportuno confermare la durata del periodo di regolazione pari a 4 anni, decorrenti dal 1° gennaio 2028, che si concluderanno nel 2031 in coerenza con il termine di vigenza del TIROSS 2024-2031.

S 3. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.

9. Articolazione dei ricavi di riferimento

- 9.1 In continuità con l'attuale periodo di regolazione, si ritiene opportuno confermare l'articolazione dei ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari del servizio di trasporto secondo le quote di ricavo 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 eventuali 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 Le quote di ricavo a copertura dei costi di capitale e operativi (lettere da a) a c)) sono determinate in applicazione dei criteri ROSS, a partire dalla *baseline* di spesa totale e applicando un tasso di capitalizzazione nozionale, in coerenza con gli orientamenti descritti al Capitolo 10.
- 9.3 Nei successivi Capitoli da 12 a 14 sono descritte le modalità di riconoscimento delle partite di ricavo escluse dall'applicazione dei criteri ROSS (costi relativi al sistema di *Emission Trading*, costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e GNC, costi per il servizio di bilanciamento operativo), nonché dei premi e delle penalità derivanti dai meccanismi incentivanti.

S 4. Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento.

10. Criteri generali di riconoscimento dei costi secondo l'approccio ROSS

Quadro regolatorio vigente

10.1 I criteri ROSS di cui al TIROSS 2024-2031, nonché i relativi criteri applicativi per gli anni 2024-2027 definiti con le deliberazioni 497/2023/R/COM e 390/2025/R/COM, come declinati nei criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto gas per il 7PRT, prevedono:

- a) ambito di applicazione:
 - i. applicazione dei criteri ROSS a tutte le imprese che svolgono il servizio di trasporto gas, con decorrenza dall'anno 2024;
 - ii. esclusione, dalla spesa totale (di riferimento ed effettiva) rilevante ai fini del calcolo del recupero di efficienza totale, delle spese per autoconsumi, perdite di rete, gas non contabilizzato, titoli di *Emission Trading* e bilanciamento operativo della rete;
- b) determinazione e aggiornamento dei costi di capitale relativi ai cespiti in esercizio alla data di *cut-off* (31 dicembre 2023) applicando i criteri di regolazione *pro tempore* vigenti, con un trattamento puntuale del capitale investito riconosciuto per cespiti e per anno di entrata in esercizio, considerando eventuali dismissioni e la dinamica degli ammortamenti;
- c) allineamento dei tassi di inflazione e di rivalutazione del capitale tra tutti i servizi regolati del settore energetico;
- d) *baseline* dei costi operativi definita sulla base delle voci di costo di natura ricorrente effettivamente sostenute nell'esercizio 2021, tenendo conto (previa presentazione di istanza da parte dell'impresa di trasporto) di eventuali specifiche voci di costo di natura ricorrente relative all'anno 2022 incrementali rispetto all'anno 2021;
- e) aggiornamento della *baseline* dei costi operativi sulla base del criterio del *price cap*, considerando inflazione, recupero di produttività (*X-factor*), eventuale variazione dei costi per eventi imprevedibili ed eccezionali o mutamenti del quadro normativo (*Y-factor*), ed eventuale variazione dei costi per realizzazione di nuovi investimenti (*Z-factor*);
- f) applicazione del c.d. menu degli incentivi per la quota del recupero di efficienza allocata alla gestione operativa, che prevede:
 - i. un'opzione a basso potenziale di incentivo (*SBP*) coerente con l'articolo 10 del TIROSS, con un incentivo all'efficienza pari al 50% per i tre anni successivi a quello di conseguimento dell'efficienza e un *X-factor* fissato, ai sensi del comma 38.8 del TIROSS, pari a zero per il primo periodo di regolazione;
 - ii. un'opzione ad alto potenziale di incentivo (*SAP*), con un incentivo all'efficienza pari al 75% per i tre anni successivi a quello di conseguimento dell'efficienza e un *X-factor* pari a 0,5%;
- g) attivazione dello *Z-factor* di cui all'articolo 40 del TIROSS:

- i. per gli anni 2024 e 2025, *ex ante* dimostrando la correlazione tra l'incremento dei costi operativi e la realizzazione di nuovi investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività, e verificato *ex post* sulla base delle variabili che consentano di misurare lo strutturale incremento del perimetro delle attività svolte;
 - ii. per gli anni 2026 e 2027, *ex post* in sede di determinazione dei ricavi ammessi, consentendo in tal modo l'applicazione del meccanismo di *sharing* del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa (cfr. articoli da 9 a 11 del TIROSS) alla *baseline* dei costi operativi senza la maggiorazione del parametro *Z-factor*;
- h) tassi di capitalizzazione:
- i. per gli anni 2024 e 2025, definiti come media dei tassi di capitalizzazione³ effettivi per gli anni 2021-2022 e stimati per gli anni 2023-2025;
 - ii. per gli anni 2026 e 2027, definiti come media dei tassi effettivi per gli anni 2023 e 2024 e stimati per gli anni 2025-2027, con l'applicazione di un tetto allo scostamento tra il tasso di capitalizzazione atteso *ex ante* per ciascuno degli anni 2026 e 2027, e il tasso di capitalizzazione medio pari al 5%;
- i) mancata applicazione, sia per il biennio 2024-2025 sia per il biennio 2026-2027, del meccanismo di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'Articolo 8 del TIROSS, in ragione delle difficoltà legate alla rideterminazione *ex post* della spesa di capitale in funzione di *driver* di avanzamento fisico degli investimenti e dei relativi indici di costo unitari, nonché al monitoraggio di tali variabili, anche a causa della scarsa maturità dei *business plan* (la cui prima applicazione sperimentale ha riguardato il biennio 2026-2027); al contempo, è stato fissato pari a zero il coefficiente di allocazione del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti;
- j) allineamento del *lag* temporale di riconoscimento di ammortamento e dismissioni con quello previsto per la remunerazione, prevedendo in particolare che dal 2025 trovino riconoscimento gli ammortamenti relativi alla quota *slow money* relativa all'anno *t-1*; è stato inoltre previsto che, limitatamente ai cespiti in relazione ai quali è riconosciuto l'ammortamento con *lag* regolatorio di un anno, vengano considerate anche le dismissioni relative all'anno *t-1*;
- k) riconoscimento delle dismissioni puntuali, a riduzione del valore dello *slow money* attribuito ai singoli cespiti, fino a concorrenza del valore del relativo cespito, senza ammettere valori dei cespiti negativi;
- l) definizione dei ricavi per la determinazione delle tariffe di trasporto con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito derivante dall'applicazione delle medesime tariffe e il ricavo ammesso determinato *ex post* secondo

³ Rapporto tra la spesa di capitale, inclusiva delle immobilizzazioni in corso, e la spesa totale.

l'approccio ROSS, minimizzando i relativi scostamenti (c.d. *tariff decoupling*).

- 10.2 Con la deliberazione 390/2025/R/COM, l'Autorità ha inoltre introdotto in via sperimentale strumenti regolatori per l'evoluzione della regolazione verso il ROSS-integrale. Con particolare riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha previsto:
- a) che tutte le imprese di trasporto gas presentino *business plan* per la trasmissione di dati e informazioni sulla spesa totale (di cui all'articolo 44 del TIROSS) relativa agli anni 2026 e 2027 entro il 31 gennaio 2026, inclusivi del *cost assessment* delle previsioni di spesa di capitale (di cui all'articolo 45 del TIROSS), ma, in ottica di semplificazione e minimizzazione degli oneri amministrativi, limitando il confronto dei costi unitari a indici di costo unitario storici di opere analoghe, e non anche con indici *benchmark*;
 - b) l'applicazione a tutte le imprese di trasporto del meccanismo di incentivazione alla corretta rivelazione della spesa di capitale di cui all'Articolo 46 del TIROSS;
 - c) che, in un'ottica di gradualità, anche per gli anni 2026-2027 (così come per il 2024-2025) non sia applicato il meccanismo di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'Articolo 8 del TIROSS;
 - d) un meccanismo sperimentale, ad accesso facoltativo per le imprese di trasporto che gestiscono rete nazionale (Snam Rete Gas e SGI), di incentivazione all'efficienza realizzativa e/o prestazionale per gli anni 2026-2027.

Orientamenti dell'Autorità

- 10.3 Per il 7PRT, l'Autorità intende definire criteri generali di riconoscimento dei costi in sostanziale continuità con il 6PRT, nella cornice di riferimento dei criteri ROSS di cui al TIROSS 2024-2031 al fine di assicurare stabilità e coerenza del quadro regolatorio e, al contempo, valutare le opportunità di semplificazione amministrativa, coerentemente con gli obiettivi dell'intervento di cui al precedente punto 2.2. Pertanto, per tutto quanto non specificato di seguito, si intendono confermati i criteri vigenti, come definiti dalla RTTG 6PRT.
- 10.4 In via preliminare, si ritiene utile fornire una prima valutazione di alcuni elementi di attenzione emersi dall'applicazione dell'approccio ROSS dal 2024. Nel corso del 6PRT, la graduale applicazione della regolazione ROSS ha comportato una crescente complessità amministrativa a carico degli Uffici dell'Autorità e dei gestori. Inoltre, alcuni elementi del ROSS (quali, ad esempio, la ripartizione della spesa totale in componenti *fast* e *slow money*) si sono dimostrati poco adatti alle caratteristiche di alcune imprese di trasporto, caratterizzate da una bassa spesa di capitale e da investimenti occasionali nel tempo. Infine, la mancata applicazione dei meccanismi di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'Articolo 8 del TIROSS, sospeso nel 6PRT proprio per la sua complessità di gestione, potrebbe aver limitato l'efficacia dell'approccio

incentrato sulla spesa totale nel raggiungere l'obiettivo di contenere il c.d. *capex bias*.

- 10.5 Di conseguenza, gli orientamenti di seguito riportati provano a trovare un equilibrio tra la necessità di applicare forme di efficientamento della spesa di capitale e la definizione di criteri che consentano sia agli Uffici dell'Autorità sia ai gestori di gestire efficacemente gli adempimenti regolatori per la determinazione delle tariffe di trasporto e dei ricavi ammessi dei gestori, evitando eccessivi oneri amministrativi, nella consapevolezza del *trade-off* tra semplicità amministrativa e accuratezza dei dati e delle informazioni per le determinazioni tariffarie e collegati meccanismi incentivanti.

Ambito di applicazione criteri ROSS

- 10.6 In relazione all'ambito di applicazione dei criteri ROSS, l'Autorità intende valutare tre diverse opzioni, perseguendo un equilibrio tra le esigenze di semplicità amministrativa e di fattibilità nella gestione delle determinazioni tariffarie, la necessità di assicurare coerenza dei criteri di riconoscimento dei costi con il TIROSS e la certezza regolatoria, nonché l'obiettivo di favorire l'efficienza nell'erogazione del servizio di trasporto, assicurando al contempo la proporzionalità dell'azione regolatoria. In particolare:

- a) **Opzione Ambito.0 (opzione nulla)** – confermare per il 7PRT l'ambito di applicazione dei criteri ROSS vigente per il 6PRT, e quindi applicare i criteri ROSS a tutte le imprese di trasporto in un'ottica evolutiva, con l'applicazione di meccanismi di efficientamento dei costi di capitale e sulla base di un approccio *forward looking*;
 - b) **Opzione Ambito.1** – applicare i criteri ROSS in un'ottica evolutiva alle principali imprese di trasporto esercenti la rete nazionale di gasdotti (Snam Rete Gas e SGI), e applicare alle altre imprese di trasporto i criteri generali di riconoscimento dei costi del TIROSS in un'ottica di semplificazione amministrativa e proporzionalità degli strumenti regolatori adottati (di seguito richiamato anche come approccio ROSS semplificato);
 - c) **Opzione Ambito.2** – estendere l'approccio ROSS semplificato a tutte le imprese di trasporto gas, in un'ottica evolutiva rispetto a quanto previsto per il 6PRT.
- 10.7 Nel quadro delle opzioni declinate al punto precedente, l'approccio ROSS semplificato risulterebbe caratterizzato da minori complessità derivanti dalla gestione dell'approccio *forward looking*, in quanto le componenti tariffarie *slow* e *fast money* rispecchierebbero la ripartizione dei costi di capitale ed operativi effettivi; tale approccio sarebbe altresì accompagnato dai meccanismi di efficientamento della spesa (anche di capitale); in particolare:
- a) conferma dell'applicazione dei meccanismi di incentivazione dell'efficienza totale di cui alla Sezione II del TIROSS, mantenendo la quota di recupero di efficienza totale allocata agli investimenti pari a zero, ma introducendo specifici meccanismi semplificati di efficientamento dei costi di capitale (cfr. punti 12.10 e ss.);

- b) riconoscimento della spesa sulla base della composizione dei costi operativi e di capitale sottostanti, con l'applicazione di un tasso di capitalizzazione nozionale di cui all'articolo 42 del TIROSS pari al tasso di capitalizzazione effettivo e la ripartizione della spesa totale in componenti *fast* e *slow money* (di cui alla Sezione III del TIROSS) coerenti con la natura dei costi sottostanti;
 - c) semplificazione dei *business plan* di cui all'articolo 44 del TIROSS, in quanto non più necessari alla definizione *ex ante* di tassi di capitalizzazione che tengano conto anche di spese prospettiche, valutando al contempo una razionalizzazione degli obblighi informativi sugli investimenti programmati (cfr. Capitolo 26);
 - d) semplificazione degli obblighi di *cost assessment* di cui all'articolo 45 del TIROSS, focalizzandoli su quanto necessario all'operatività dei meccanismi di efficientamento dei costi di capitale (cfr. punti 12.10 e ss.);
 - e) superamento del meccanismo di incentivazione alla corretta rivelazione della spesa di capitale di cui all'articolo 46 del TIROSS.
- 10.8 **L'Opzione Ambito.0**, in continuità con il 6PRT, comporta elevati oneri amministrativi nella gestione delle dinamiche tariffarie tipiche dell'approccio ROSS per tutte le imprese di trasporto gas, quali la presentazione di proiezioni di spese di capitale e operative, anche sulla base di *business plan* e supportate da *cost assessment*, la determinazione *ex ante* dei tassi di capitalizzazione per la ripartizione della spesa totale in *fast* e *slow money* sulla base di evidenze storiche e prospettiche. Inoltre, la definizione di un tasso di capitalizzazione nozionale, specialmente se fisso per un determinato periodo, nei casi di imprese di trasporto di minori dimensioni con spese di capitale limitate o discontinue può causare consistenti disallineamenti tra gli incrementi patrimoniali annuali e le quote di spesa totale capitalizzate (*slow money*) in caso di elevato peso dei valori retrospettivi nella definizione del tasso nozionale o di oscillazioni annuali degli investimenti, portando di conseguenza a maggiori fluttuazioni tariffarie. Di contro, l'approccio *totex*, che consente di superare l'approccio c.d. ibrido – con criteri di incentivazione dell'efficienza differenti tra spese di capitale, riconosciute a piè di lista (secondo l'approccio *rate-of-return*), e spese operative soggette al meccanismo del *price cap* – offrirebbe a tutte le imprese di trasporto neutralità rispetto alla scelta se investire o se affidare a terzi la prestazione di un servizio equivalente a quello ottenibile con l'investimento (c.d. scelta *make or buy*), limitando gli incentivi a sovrainvestire che caratterizzano gli schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* (c.d. effetto Averch-Johnson), con un auspicato aumento di produttività totale. Tuttavia, per consentire l'allineamento degli incentivi all'efficienza tra spese operative e di capitale, tale opzione regolatoria dovrebbe essere accompagnata dall'effettiva implementazione dei meccanismi di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'Articolo 8 del TIROSS (sospesi per il 6PRT), con un'ulteriore complessità legata alla piena operatività di tali meccanismi (dovuta in particolare all'implementazione del monitoraggio della spesa di capitale in funzione

dell'avanzamento dei lavori delle opere da realizzare e/o degli output di servizio attesi, cfr. articolo 43 del TIROSS).

- 10.9 L'**Opzione Ambito.1** comporterebbe l'applicazione dei criteri ROSS in un'ottica evolutiva con riferimento alle sole imprese di trasporto esercenti la rete nazionale di gasdotti, responsabili della quota preponderante delle spese per il servizio di trasporto (in base ai ricavi approvati negli anni 2024-2026, alla sola impresa maggiore di trasporto afferiscono circa il 96% dei ricavi complessivamente approvati; insieme all'impresa SGI, esse coprono circa il 99% dei ricavi approvati). Per le altre imprese di trasporto troverebbe invece applicazione l'approccio ROSS semplificato, un modello comunque allineato ai principi del più ampio modello ROSS, ma con modalità di implementazione semplificate in ottica di proporzionalità dell'azione regolatoria. Vista la dimensione contenuta delle imprese a cui si applicherebbe il ROSS semplificato e la loro limitata incidenza in termini di ricavi per il servizio di trasporto (inferiore all'1%), tale approccio permetterebbe di ridurre gli oneri amministrativi e di *compliance* regolatoria delle imprese stesse, nonché di focalizzare gli sforzi e le risorse dell'Autorità sulle imprese che incidono sulla maggioranza dei ricavi ammessi recuperati in tariffa, senza significativi impatti attesi per gli utenti del servizio. Inoltre, tale opzione regolatoria ridurrebbe in parte gli oneri amministrativi legati alla gestione dell'approccio ROSS, riducendo la numerosità dei gestori sottoposti agli obblighi informativi necessari al funzionamento dell'approccio ROSS (quali: *business plan* con proiezioni di spesa necessarie alla definizione dei tassi di capitalizzazione nozionali, obblighi di *cost assessment*, rideterminazione dei ricavi ammessi dei gestori sulla base della spesa effettiva). Di contro, rimarrebbero comunque da gestire, per i gestori di rete nazionale, i processi relativi all'acquisizione dei *business plan*, alla determinazione *ex ante* dei tassi, alle eventuali rideterminazioni tariffarie in corso d'anno per ridurre gli scostamenti del c.d. *tariff decoupling*, e alla rideterminazione dei ricavi ammessi sulla base della spesa effettiva; inoltre, anche in questo caso, sarebbe necessaria l'implementazione dei meccanismi di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'articolo 8 del TIROSS (sospesi per il 6PRT), con conseguente complessità amministrativa. Tale opzione implicherebbe inoltre una disparità di trattamento tra imprese di trasporto dovuta ai differenti segnali incentivanti, che si riterrebbe tuttavia percorribile alla luce delle diverse dimensioni delle imprese coinvolte, anche in linea con gli approcci già adottati dall'Autorità in altri servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.
- 10.10 L'**Opzione Ambito.2** comporterebbe l'applicazione di un approccio ROSS semplificato per tutte le imprese di trasporto gas, superando di fatto le logiche di ripartizione della spesa totale in componenti *slow* e *fast money* sulla base di un tasso di capitalizzazione nozionale in ottica *forward looking*. Al riguardo, si sottolinea come la mancata implementazione dei meccanismi di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'Articolo 8 del TIROSS ha di fatto comportato il mantenimento di incentivi all'efficienza per le sole spese operative e, pertanto, rispetto all'approccio ROSS applicato nel 6PRT, l'eventuale applicazione di un approccio ROSS semplificato per tutte le imprese

non comporterebbe il venir meno degli stimoli all'efficienza delle spese di capitale; al contempo, in considerazione della semplificazione, potrebbero essere più efficacemente applicati meccanismi di efficientamento dei costi di capitale, anch'essi semplificati rispetto al meccanismo di *sharing* di cui all'articolo 8 del TIROSS, che inducano una limitazione dell'incentivo a sovrainvestire (cfr. punti 12.10 e ss.). Di contro, l'applicazione di un approccio ROSS semplificato comporterebbe una discontinuità regolatoria in vigenza dei medesimi criteri di cui al TIROSS, riducendo la certezza regolatoria, e non consentirebbe di perseguire l'obiettivo di contenere il c.d. *capex bias* attraverso un approccio incentrato sulla spesa totale.

- 10.11 Nella Tabella 2 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni. Appare opportuno evidenziare che la valutazione comparata rappresentata considera, in caso di applicazione dei criteri ROSS, la piena implementazione dei meccanismi di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'Articolo 8 del TIROSS. Come detto, l'implementazione di tali meccanismi consentirebbe di raggiungere pienamente gli obiettivi di efficienza tipici dell'approccio *totex*, anche se comporterebbe ulteriore complessità amministrativa per le Opzioni Ambito.0 e Ambito.1, e un *effort* aggiuntivo da parte di gestori e regolatore. In ciascuna delle tre opzioni rappresentate, potrebbero essere sviluppati specifici meccanismi di incentivazione dell'efficienza di capitale (cfr. punti 12.10 e ss.), sia sostitutivi del meccanismo di *sharing* di cui all'articolo 8 del TIROSS, sia come prima applicazione di tale meccanismo in ottica evolutiva.

Tabella 2 - Confronti opzioni sull'ambito di all'ambito di applicazione dei criteri ROSS

Obiettivi specifici	Opzione Ambito.0	Opzione Ambito.1	Opzione Ambito.2
a) semplificazione amministrativa	Bassa	Media	Alta
b) proporzionalità	Bassa	Alta	Bassa
c) efficienza	Alta	Alta	Media
d) coerenza e certezza regolatoria	Alta	Medio/Alta	Bassa
e) fattibilità	Bassa	Media	Alta
Valutazione complessiva	MEDIO/BASSA	MEDIO/ALTA	MEDIA

- 10.12 Le valutazioni espresse nella Tabella 2 mostrano come, in caso di implementazione del meccanismo di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'articolo 8 del TIROSS, la complessità amministrativa e l'*effort* richiesto per la gestione dell'approccio *totex* rischiano di ridurre la fattibilità dell'approccio stesso. Ciò rende quindi preferibili le opzioni che prevedono l'applicazione di criteri ROSS semplificati almeno alle imprese di

trasporto di minori dimensioni, purché comunque accompagnati da specifici meccanismi di incentivazione dell'efficienza di capitale. Al tempo stesso, il mantenimento dell'approccio *totex*, anche per un sottoinsieme più contenuto di imprese di trasporto, consentirebbe di meglio favorire l'efficienza nella gestione del servizio e risulterebbe maggiormente coerente con i criteri di riconoscimento dei costi previsti dal TIROSS, assicurando quindi maggiore stabilità e prevedibilità del quadro. In ottica di proporzionalità dell'attività regolatoria, l'Autorità è pertanto orientata in questa fase verso l'Opzione Ambito.1, che appare maggiormente idonea a bilanciare i *trade-off* tra i diversi obiettivi.

- 10.13 In caso di conferma dell'applicazione dei criteri ROSS, la piena applicazione del meccanismo di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all'articolo 8 del TIROSS dovrà essere comunque valutata in specifici procedimenti, ed in coerenza con gli altri servizi infrastrutturali regolati soggetti alla regolazione ROSS; nelle more, si ritiene tuttavia importante implementare perlomeno specifici meccanismi di incentivazione dell'efficienza di capitale (cfr. punti 12.10 e ss.).

S 5. Osservazioni in merito all'ambito di applicazione dei criteri ROSS.

Tasso di capitalizzazione

- 10.14 Per le imprese di trasporto per le quali è confermata l'applicazione dei criteri ROSS in un'ottica evolutiva (Opzioni Ambito.0 e Ambito.1), l'Autorità è intenzionata a confermare i criteri di determinazione dei tassi di capitalizzazione definiti con la deliberazione 390/2025/R/GAS per gli anni 2026-2027. In particolare:
- a) i tassi di capitalizzazione sarebbero definiti per il biennio 2028-2029, come media di tassi effettivi per gli anni 2025-2026 e stimati/di preconsuntivo per gli anni 2027-2028-2029, con possibilità di *reopener* per il biennio 2030-2031 in analogia al 6PRT;
 - b) il tasso di capitalizzazione nozionale sarebbe determinato applicando un tetto allo scostamento tra il tasso di capitalizzazione atteso *ex ante* per ciascuno degli anni 2028-2029, e il tasso di capitalizzazione medio, pari al 5%;
 - c) le previsioni di spesa operativa e di capitale necessarie alla determinazione dei tassi di capitalizzazione sarebbero riportate in un *business plan* coerente con gli articoli 44 e 45 del TIROSS (cfr. Capitolo 26).
- 10.15 Considerate le tempistiche di approvazione delle tariffe di trasporto gas 2028 (entro maggio 2027), si ritiene che le tariffe possano essere determinate sulla base del tasso di capitalizzazione vigente per il 2027, e che le imprese di trasporto possano presentare i tassi di capitalizzazione per il biennio 2028-2029, con i *business plan* a supporto delle previsioni di spesa, in sede di presentazione della proposta tariffaria dei ricavi ammessi 2026 (ossia ottobre 2027), ai fini della relativa approvazione entro il 2027.

10.16 Per le imprese di trasporto soggette all'approccio ROSS semplificato, il tasso di capitalizzazione sarebbe definito, in ciascun anno, sulla base dell'incidenza effettiva della spesa di capitale sul totale della spesa.

S 6. Osservazioni in merito al tasso di capitalizzazione, con particolare riferimento all'utilizzo di dati storici 2025-2026 e al tetto allo scostamento.

Baseline di costo operativo

10.17 L'articolo 41 del TIROSS prevede che per il primo anno del secondo periodo regolatorio di applicazione dei criteri ROSS (ossia, per il trasporto gas, per il 2028), la *baseline* dei costi operativi sia determinata in funzione:

- a) *“della stima dei costi operativi per l'ultimo anno del periodo regolatorio precedente (c.d. anno test)”*;
- b) *“dell'attesa di recupero di produttività e dell'andamento dello Z-factor dall'ultimo anno del periodo regolatorio precedente al primo anno del periodo regolatorio successivo”*.

10.18 Dunque, per le imprese di trasporto per le quali è confermata l'applicazione dei criteri ROSS in un'ottica evolutiva (Opzioni Ambito.0 e Ambito.1), l'Autorità è intenzionata a determinare una *baseline* dei costi operativi 2028 sulla base di:

- a) il livello dei costi operativi effettivi (determinati in coerenza con i criteri di cui all'articolo 5 del TIROSS e coerentemente con il comma 8.4 della RTTG 6PRT) relativi all'anno 2027, sulla base di valori di preconsuntivo/stimati;
- b) una correzione delle singole voci o macro-voci di costo operativo stimate per il 2027 per tener conto del recupero di produttività atteso per l'anno 2028, determinato pari a quello medio osservato negli anni precedenti; in particolare, nei casi in cui, per ciascuna voce o macro-voce di costo operativo, si riscontrasse una riduzione negli anni 2024-2026 (effettuando il confronto “a parità di moneta”), la voce di costo operativo stimata per il 2027 è corretta per effetto della variazione (negativa) media annuale osservata nel periodo 2024-2026;
- c) eventuali costi operativi incrementali dell'anno 2028 rispetto all'anno *test* 2027, riconducibili al perimetro *Z-factor* (ossia aumenti delle dimensioni del servizio conseguenti agli investimenti connessi alla transizione energetica o a variazioni del perimetro di attività svolte), potranno essere intercettati *ex post* in coerenza con le previsioni dell'articolo 40 del TIROSS valide dal 2026.

10.19 In considerazione del fatto che, ai fini del calcolo della *baseline* dei costi operativi 2028, è necessario disporre – oltre che della stima dei costi operativi 2027 – dei dati di costo operativo di consuntivo anche dell'anno 2026, si ritiene che la *baseline* dei costi operativi 2028 possa essere determinata soltanto una volta disponibili i conti annuali separatati del 2026, e quindi in sede di determinazione dei ricavi ammessi 2026, entro la fine del 2027, considerando in quella sede anche la migliore stima disponibile dei costi operativi 2027, sulla base dei dati di preconsuntivo in quel momento disponibili.

- 10.20 Le tariffe di trasporto 2028 potranno essere invece determinate (entro maggio 2027) considerando, come *baseline* dei costi operativi, quella da ultimo determinata per il 2027 aggiornata al 2028 per tener conto delle previsioni di inflazione.
- 10.21 I medesimi criteri di determinazione della *baseline* dei costi operativi si ritiene che possano essere applicati anche alle imprese di trasporto soggette all’approccio ROSS semplificato.

Aggiornamento della *baseline* di costo operativo e *X-factor*

- 10.22 L’aggiornamento della *baseline* di costo operativo è disciplinato dall’articolo 37 del TIROSS.
- 10.23 L’articolo 38 del TIROSS prevede inoltre che il tasso di riduzione annuale dei costi annuali riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) “è fissato in occasione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale sulla base di una valutazione prospettica dei costi e dell’andamento dei costi effettivi nel periodo regolatorio precedente, ed è costante per tutto il periodo di regolazione”.
- 10.24 Pertanto, per le imprese di trasporto per le quali è confermata l’applicazione dei criteri ROSS in un’ottica evolutiva, si ritiene che l’*X-factor*:
- a) dell’opzione a basso potenziale di incentivo (SBP) di cui all’articolo 10 del TIROSS possa essere assunto pari a:
 - i. la variazione media annuale dei costi operativi effettivi osservata nel periodo 2024-2026, se negativa;
 - ii. un tasso di recupero di efficienza determinato con l’obiettivo di allineare la *baseline*, nell’ultimo anno del nuovo periodo regolatorio (2031), a quella del 2027, in caso di variazione media annuale dei costi operativi effettivi positiva;
 - b) dell’opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP) di cui all’articolo 11 del TIROSS, sia definita su specifica istanza dell’impresa, comunque in misura non inferiore a quello dell’opzione SBP e a quello previsto per il 6PRT (0,5%, cfr. articolo 3 della deliberazione 497/2023/R/COM).
- 10.25 Per le imprese di trasporto soggette all’approccio ROSS semplificato, si ritiene che la *baseline* dei costi operativi possa essere definita sulla base dei criteri di cui all’articolo 37 del TIROSS, con un *X-factor* determinato sulla base dei medesimi criteri previsti per le imprese di trasporto per le quali è confermata l’applicazione dei criteri ROSS in un’ottica evolutiva, tuttavia senza possibilità di applicazione dell’opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP).

*S 7. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento della *baseline* dei costi operativi o dei costi operativi riconosciuti per l’anno 2028.*

11. Ulteriori criteri di riconoscimento dei costi di capitale

Quadro regolatorio vigente

Capitale investito riconosciuto

- 11.1 Il valore del capitale investito riconosciuto, relativo agli incrementi patrimoniali realizzati fino al 2023 e alle quote *slow money* determinate in applicazione dei criteri ROSS a decorrere dal 2024, è determinato sulla base del costo storico rivalutato.
- 11.2 Le spese di capitale sono ammesse al riconoscimento tariffario a condizione che gli investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità, e siano inclusi nel Piano. Inoltre:
- a) gli interventi di Piano sono ammessi al riconoscimento tariffario nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili;
 - b) gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione devono rispettare le condizioni minime di cui ai Requisiti di Piano⁴: qualora non sia rispettato l'indice di capacità minima di trasporto, pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata, sono ammessi al riconoscimento tariffario in misura non superiore all'indice di costo massimo, pari a 2.800 euro per Smc/g, opportunamente rivalutato.
- 11.3 Il costo storico del capitale è rivalutato, in coerenza con la deliberazione 130/2025/R/COM attraverso l'Indice di rivalutazione del capitale con base 1 nell'anno *t-1* rispetto all'anno tariffario, determinato sulla base dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat.

Immobilizzazioni in corso

- 11.4 Le immobilizzazioni in corso, opportunamente rivalutate, concorrono alla determinazione del capitale investito netto riconosciuto per un periodo massimo di quattro anni, e sono remunerate mediante l'applicazione di un tasso pari al valore del WACC determinato assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4. Dopo il quarto anno, la remunerazione è riconosciuta per ulteriori due anni qualora un intervento abbia spese di investimento complessivamente superiori a 1 miliardo di euro e tempo di costruzione stimato *ex ante* superiore a quattro anni. Con riferimento agli anni di mancata remunerazione delle immobilizzazioni in corso nei livelli tariffari, al momento dell'entrata in esercizio sono riconosciuti, ad integrazione del valore dell'immobilizzato, gli oneri finanziari effettivamente capitalizzati relativi ai suddetti investimenti, nei limiti del tasso di remunerazione riconosciuto per le immobilizzazioni in corso.

⁴ Allegato A della deliberazione 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS, come modificato e integrato con la deliberazione 15 aprile 2025, 170/2025/R/GAS.

Tasso di remunerazione e gearing

- 11.5 I criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto sono determinati in modo omogeneo per tutti i servizi infrastrutturali energetici, ai sensi della TIWACC 2022-2027; i parametri che concorrono alla determinazione del WACC sono comuni a tutti i servizi regolati, con l'eccezione del *gearing* e del *βasset*, che sono invece specifici per ciascun servizio regolato.
- 11.6 Con la deliberazione 513/2024/R/COM l'Autorità ha stabilito i criteri di determinazione del coefficiente *βasset* (misura del rischio sistematico e quindi non diversificabile relativo a ciascun servizio regolato depurato dall'effetto derivante dalla struttura finanziaria e dal livello di indebitamento delle imprese), fissandolo pari a 0,384 per il servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2022-2027 e stabilendo che sia aggiornato in concomitanza con la revisione della regolazione del WACC.
- 11.7 L'articolo 7 del TIWACC 2022-2027 prevede che il livello di *gearing* – il rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma di capitale proprio e capitale di debito (D+E) – sia aggiornato, di norma, in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato. Il *gearing* considerato nella formula di determinazione del WACC è nozionale, non specifico per impresa, ed è unico per ciascun servizio. Per il servizio di trasporto gas, il livello di *gearing* è fissato pari a 0,5 per il periodo 2022-2027; tale valore è allineato a quello dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica, stoccaggio gas e rigassificazione del Gnl.
- 11.8 Per il servizio di trasporto gas, per il periodo 2025-2027 il WACC è fissato pari al 5,5%; inoltre, agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio negli anni 2014-2016 è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione dell'1% a copertura del *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti (*t-2*).

Ammortamenti economico-tecnici

- 11.9 I criteri di regolazione tariffaria del trasporto per il 7PRT prevedono, per la determinazione degli ammortamenti riconosciuti ai fini tariffari, una durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti basata sulla vita utile tecnico-economica degli *asset*, 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
Interventi per il mantenimento in esercizio	15
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	-

Orientamenti dell'Autorità

Capitale investito riconosciuto

- 11.10 L'Autorità intende confermare i criteri generali in vigore nel 6PRT per la determinazione del capitale investito riconosciuto e il trattamento delle immobilizzazioni in corso e degli interessi passivi in corso d'opera (IPCO), incluso il principio di riconoscimento dei costi di investimento di un intervento nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili, nonché le condizioni minime di sviluppo degli interventi in aree di nuova metanizzazione sulla base di quanto prospettato nei paragrafi 12.35 e ss..
- 11.11 L'Autorità intende inoltre esplicitare che, in nessun caso, possono essere ammessi al riconoscimento tariffario costi di investimento relativi a interventi oggetto di una valutazione negativa o sospensiva in esito alla valutazione del Piano decennale di sviluppo da parte dell'Autorità, in coerenza con il potere/dovere dell'Autorità di approvare o rigettare gli interventi contenuti nel Piano ai fini dei riconoscimenti tariffari (cfr. comma 1.2**bis** della deliberazione 468/2018/R/GAS⁵). Rimane tuttavia salvo l'affidamento dell'impresa di trasporto al riconoscimento dei costi di investimento relativi ad interventi già presenti in precedenti edizioni dei Piani e non oggetto di valutazione critica, sostenuti fino all'espressione di una valutazione negativa o sospensiva da parte dell'Autorità.

⁵ Il comma 1.2**bis** prevede che l'Autorità, per quanto attiene all'esercizio delle funzioni a lei attribuite, sia tenuta ad approvare o rigettare gli interventi contenuti nel Piano ai fini dei riconoscimenti tariffari, nonché a richiederne eventuali modifiche al fine di renderli approvabili.

Tasso di remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC)

11.12 Con specifico riferimento alla remunerazione delle immobilizzazioni in corso, l’Autorità intende confermare il riconoscimento degli oneri finanziari connessi all’immobilizzazione di capitale durante la fase realizzativa, prevedendo tuttavia una remunerazione che rifletta maggiormente il costo di finanziamento degli investimenti, e non il rischio sistemico dell’attività. Ciò comporta definire un approccio maggiormente in linea con la regolazione del servizio di trasporto di altri paesi europei, quali la Francia⁶, in cui i LIC sono remunerati al costo del debito, tenendo al contempo presente come in altri Paesi dell’UE, come ad esempio in Spagna, i LIC non sono remunerati. In sintesi, l’Autorità intende prevedere che le immobilizzazioni in corso siano remunerate ad un tasso che rifletta maggiormente il costo del capitale di debito ($K_{d_{reale}}$) riconosciuto nel WACC, rispetto ai criteri attuali che prevedono l’applicazione di un tasso pari al valore del WACC determinato assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4.

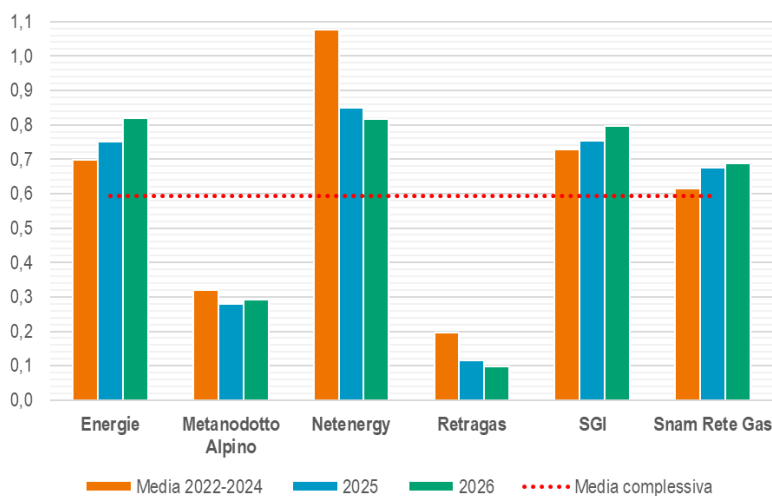
Tasso di remunerazione e gearing

11.13 Il tasso di remunerazione del servizio di trasporto per il 7PRT sarà definito in esito al procedimento di revisione dei criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito comuni ai servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo regolatorio decorrente dal 2028, che sarà avviato nella seconda metà del 2026 e si svolgerà in parziale sovrapposizione con il procedimento all’interno del quale si inserisce il presente DCO.

11.14 Con riferimento alla determinazione del *gearing*, nel corso del periodo regolatorio si è osservato un generale incremento del livello di indebitamento delle imprese. Infatti, dall’analisi dei dati inviati dalle imprese di trasporto nell’ambito della richiesta dati per il 7PRT, si evince che, seppur con differenze tra imprese di trasporto, in alcuni casi anche molto significative, la media aritmetica del *gearing* delle imprese di trasporto osservato sul periodo 2022-2026 è risultato vicino al valore di 0,6 (0,59), rispetto al valore riconosciuto di 0,5 (Figura 1).

⁶ CRE - Délibération n° 2024-22 du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d’utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

Figura 1 - Gearing delle imprese di trasporto



Fonte: elaborazioni su dati comunicati dalle imprese di trasporto.

- 11.15 Più nel dettaglio, per le imprese con significativi investimenti previsti nei Piani di sviluppo, il livello effettivo del *gearing* è risultato sistematicamente superiore a 0,6, con valori crescenti negli anni 2025-2026 rispetto alla media 2022-2024, e tra le medesime imprese non si è evidenziata una particolare differenziazione in relazione alle dimensioni d'impresa.
- 11.16 Dall'analisi dei dati, e in particolare dell'evoluzione del *gearing* dall'anno 2022 al 2026, emerge pertanto l'opportunità di approfondire una eventuale revisione del parametro anche al fine di intercettare nel livello di *gearing* riconosciuto nel WACC i più alti tassi di indebitamento osservati negli ultimi anni, ferma restando la definizione di un *gearing* nozionale, che non rifletta esattamente il valore osservato del parametro al fine di non incentivare le imprese a fare ulteriore ricorso al debito per sfruttare la leva finanziaria⁷.
- 11.17 L'Autorità ritiene tuttavia che siano necessarie ulteriori valutazioni sull'eventuale revisione dei criteri generali di determinazione del *gearing*, garantendo il necessario coordinamento con gli altri servizi regolati e con la regolazione complessiva del tasso di remunerazione del capitale. Pertanto, l'Autorità è orientata a rimandare tali valutazioni nell'ambito della prossima revisione del TIWACC, anche in considerazione del fatto che il 3PWACC, come il 7PRT, decorrerà dal 2028.

⁷ L'Autorità aveva generalmente adottato logiche prudenziali nella fissazione del *gearing*, per evitare uno sfruttamento eccessivo della leva finanziaria, anche in considerazione degli effetti che un eventuale aumento della rischiosità avrebbe potuto produrre in termini di aumento del livello del costo del debito nel medio termine e, di conseguenza, sul costo del servizio. A decorrere dal 2019 (II semi-periodo del 1PWACC), con deliberazione 639/2018/R/COM, l'Autorità ha innalzato il livello di *gearing*, tenendo conto dei livelli effettivi riscontrati tra le imprese regolate, nella prospettiva di un graduale allineamento ai valori medi adottati dagli altri regolatori, comunque sempre nel range medio osservato nelle imprese regolate europee (0,4-0,6).

11.18 Infine, per gli incrementi patrimoniali entrati in esercizio negli anni 2014-2016, l’Autorità ritiene opportuno superare l’applicazione della maggiorazione del tasso di remunerazione dell’1% a copertura del *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti ($t-2$), in quanto la remunerazione aggiuntiva fin qui riconosciuta (pari a circa 20 milioni di euro annui dal 2017) può considerarsi sufficiente all’attenuazione dell’impatto del *lag* regolatorio sui riconoscimenti tariffari.

Ammortamenti economico-tecnici

11.19 Con riferimento agli ammortamenti economico-tecnici, l’Autorità intende confermare nella sostanza la regolazione in vigore nel 6PRT, in particolare:

- a) il mantenimento di uno specifico cespite per le manutenzioni straordinarie strettamente finalizzate al mantenimento in esercizio e all’allungamento della vita utile di metanodotti, che non comportino la sostituzione o il rifacimento degli stessi;
- b) il meccanismo di incentivazione all’ottenimento dei contributi pubblici attraverso la mancata deduzione ai fini della valorizzazione degli ammortamenti.

11.20 Con riferimento al cespite per le manutenzioni straordinarie, in considerazione delle proposte di modifica del meccanismo di incentivazione delle reti completamente ammortizzate tariffariamente (cfr. punti 12.28 e 12.31), nel solo caso dell’opzione Reti-amm.2 l’Autorità intende valutare il superamento della soglia del 10% del costo storico rivalutato, al fine di non fornire incentivi a preferire interventi di sostituzione o rifacimento dei metanodotti in luogo di quelli di mantenimento e allungamento della vita utile.

11.21 Inoltre, tenuto conto delle evidenze emerse nell’ambito della sperimentazione del suddetto incentivo in merito alla vetustà dei metanodotti e, nello specifico, alla presenza di metanodotti completamente ammortizzati da oltre 20 anni che presentano una valutazione di *asset health* non critico e un medio/alto tasso di utilizzo (cfr. punto 12.24), l’Autorità ritiene opportuno valutare la possibilità di allungare la durata del cespite per gli interventi per il mantenimento in esercizio a 20 anni a prescindere dalle eventuali modifiche che saranno o meno apportate al meccanismo incentivante per il mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate.

S 8. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale e degli ammortamenti.

S 9. Osservazioni in merito al tasso di remunerazione dei LIC.

S 10. Osservazioni in merito al gearing.

12. Criteri di incentivazione ed efficienza

Quadro regolatorio vigente

12.1 Nel 6PRT l’Autorità ha completamente rimosso le incentivazioni *input-based* (sotto forma di maggiorazione del tasso di remunerazione) per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto, 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, a favore dell’introduzione di specifici meccanismi di incentivazione ed efficienza, descritti nei paragrafi che seguono.

Incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate

12.2 Con la deliberazione 723/2022/R/GAS è stato definito per l’anno 2023 e per il 6PRT (fino al 2027), in via sperimentale e su istanza di parte, un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio di reti completamente ammortizzate tariffariamente, con l’obiettivo di stimolare l’efficienza complessiva degli investimenti nelle infrastrutture di servizio di trasporto gas evitando investimenti di sostituzione non strettamente necessari.

12.3 L’incentivo annuale è pari all’1%⁸ del costo storico, come rivalutato nell’anno tariffario di riferimento, dei cespiti in esercizio nell’anno *t-2* (quindi ricompresi nell’attivo immobilizzato lordo dell’impresa) che risultano completamente ammortizzati tariffariamente; per i cespiti che hanno esaurito la loro vita utile da più di 10 anni, l’incentivo è ridotto allo 0,5% del costo storico rivalutato.

Incentivo centrali dual fuel

12.4 Nel 6PRT è stato introdotto un meccanismo sperimentale di incentivazione per le centrali di compressione *dual fuel*, nella forma di un meccanismo di *sharing* dei ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nel mercato per il servizio di dispacciamento da parte dell’impresa maggiore di trasporto.

12.5 Tale meccanismo, subordinato all’approvazione da parte dell’Autorità di una proposta dell’impresa di trasporto sulle modalità operative di partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)⁹, prevede in particolare la possibilità di trattenere il 50% dei ricavi derivanti dall’offerta di servizi di flessibilità sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), nel limite di un tetto massimo pari

⁸ La deliberazione 723/2022/R/GAS ha definito il livello di incentivazione con l’obiettivo di riconoscere al gestore il 50% della remunerazione dell’equity di un investimento di sostituzione, assicurando in tal modo una simmetrica ripartizione tra utenti del sistema di trasporto e gestori dei risparmi conseguenti alla mancata remunerazione dell’equity.

⁹ I servizi di flessibilità su MSD devono essere resi dall’impresa di trasporto secondo le seguenti modalità: a) in caso di servizi “a salire” (di riduzione dei consumi elettrici), presentando offerte al prezzo del mercato del giorno prima registrato nel giorno in cui è stata presentata l’offerta; b) in caso di servizi “a scendere” (di aumento dei consumi elettrici), presentando offerte ad un prezzo che rifletta il costo-opportunità del gestore.

a 4 milioni di euro/anno, e il 50% dei ricavi derivanti dalla partecipazione al meccanismo dei certificati bianchi.

Nuove metanizzazioni

- 12.6 Nel 6PRT l’Autorità ha introdotto, quale ulteriore criterio di efficienza degli investimenti, un costo unitario massimo per il riconoscimento degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, pari a 2.800 euro per Smc/g, nel caso in cui non sia rispettato l’indice di capacità minima per lo sviluppo della rete di trasporto, pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata, impegnandosi, entro la fine del periodo regolatorio, a valutare gli esiti dell’applicazione delle soglie individuate anche ai fini di una loro eventuale revisione.

Orientamenti dell’Autorità

- 12.7 L’Autorità intende valutare di rafforzare o rendere maggiormente selettivi i meccanismi di incentivazione ed efficienza vigenti, e introdurre criteri di incentivazione dell’efficienza dei costi di capitale. Si evidenzia al riguardo come l’esigenza di una maggiore selettività degli investimenti e di incentivazione all’efficienza della spesa di capitale sia stata espressa con particolare enfasi nell’ambito del *focus group* dell’11 marzo 2026 dalle associazioni degli utenti del servizio.

Incentivo all’efficienza dei costi di capitale

- 12.8 Con la deliberazione 216/2024/R/GAS, in sede di determinazione delle tariffe di trasporto per l’anno 2025, l’Autorità ha avviato specifici approfondimenti sul piano di investimenti di Snam Rete Gas, in merito al significativo aumento della spesa per investimenti, al fine di verificare i requisiti di efficienza ed economicità degli investimenti di cui all’articolo 5 della RTTG 6PRT. Nell’ambito dei suddetti approfondimenti la società ha presentato informazioni ed elementi di dettaglio sulle stime dei costi di investimento, confronti tra il costo di investimento stimato nei Piani e il costo di investimento effettivamente sostenuto per gli interventi in corso di realizzazione, ed elementi informativi sulle procedure di minimizzazione degli oneri adottate al fine di assicurare l’efficienza dei costi di investimento. In generale, è emersa nettamente l’asimmetria informativa a cui è esposto il regolatore nell’analisi dettagliata dei costi di investimento, nonché il notevole dispendio di risorse per effettuare approfondimenti puntuali a cui corrispondono risultati incerti.
- 12.9 Al fine di superare le criticità di valutazione dell’efficienza degli investimenti realizzati riconducibili all’asimmetria informativa tra regolatore e gestore, l’Autorità ritiene opportuno introdurre meccanismi regolatori che incentivino l’efficientamento dei costi di investimento, anche in un’ottica di progressiva implementazione del meccanismo di *sharing* delle efficienze allocate al capitale di cui all’articolo 8 del TIROSS, e tenuto conto della prima applicazione sperimentale del *business plan* di cui all’articolo 44 del TIROSS per il biennio 2026-2027 e del relativo *cost assessment* di cui all’articolo 45 del TIROSS.

- 12.10 L’Autorità ritiene pertanto opportuno introdurre un meccanismo incentivante che, pur richiamando i meccanismi di *sharing* del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti di cui all’articolo 8 del TIROSS, ne semplifichi l’applicazione riducendo i rilevanti oneri amministrativi sottesi alla sua implementazione, già evidenziati nel paragrafo 10.4. In particolare, si ritiene che possa essere introdotto un meccanismo incentivante che preveda un’unica valutazione finale della spesa sostenuta per uno specifico intervento, effettuata nel momento in cui l’*asset* entra in esercizio, in luogo della valutazione annuale complessiva della spesa di capitale e della quota di spesa annuale di ogni intervento, che richiederebbe un monitoraggio annuale dei relativi avanzamenti.
- 12.11 Tale meccanismo di incentivazione dei costi di capitale potrebbe essere applicato al sottoinsieme di interventi di sviluppo e di mantenimento o rinnovo di *asset* esistenti di cui al comma 44.3, lettera b), punti i. e ii., del TIROSS, sottoposti all’attività di *cost assessment* di cui al comma 45 del TIROSS.
- 12.12 Il meccanismo potrebbe prevedere un sistema simmetrico di premi/penalità, con uno *sharing* pari al 30%, in linea con lo *sharing* individuato all’articolo 8 del TIROSS, delle maggiori o minori efficienze risultanti dal confronto, con riferimento a specifici interventi di sviluppo o mantenimento, tra:
- a) un costo di investimento di riferimento, definito *ex ante*;
 - b) e il costo di investimento consuntivato nell’anno di entrata in esercizio dell’intervento, eventualmente “normalizzato” in relazione alle effettive consistenze dell’infrastruttura, nel caso in cui differissero da quelle sottese al costo di investimento di riferimento.
- 12.13 Ai fini della determinazione *ex ante* del costo di investimento di riferimento, l’Autorità ritiene opportuno utilizzare, almeno in prima applicazione, l’indice di costo unitario di cui al comma 45.3, lettera c), del TIROSS, presentato nell’ambito del primo *business plan* (o piano di investimenti programmati, cfr. Capitolo 26) da cui risulta la previsione di avvio dei lavori dell’intervento. Al riguardo, al fine di dimostrare l’affidabilità del costo di investimento di riferimento, il gestore è tenuto a presentare all’Autorità il confronto tra i suddetti indici di costo unitario, determinati tenendo conto delle specificità dell’intervento e sulla base dei costi unitari storici, e i *benchmark* di costo unitario che saranno individuati ai sensi del regolamento (UE) 2024/1789 o, in alternativa, degli *Unit Investment Cost Indicators* pubblicati dall’ACER ai sensi del regolamento TEN-E; l’Autorità si riserva di ridefinire il costo di investimento di riferimento in caso di incongruenze del confronto o in caso di mancata presentazione dello stesso sulla base delle proprie valutazioni e tenendo conto delle stime dei costi di investimento di interventi simili desumibili dal Piano.
- 12.14 Per tener conto delle dinamiche inflattive, il costo di investimento di riferimento determinato *ex ante* è rivalutato in base all’Indice di rivalutazione del capitale. Inoltre, per tenere conto di eventuali incrementi di costo dovuti a fattori di incertezza gravanti sulle stime di costo, l’Autorità intende valutare la possibilità di rideterminare il costo di investimento di riferimento nei limiti dell’istituto *Y-factor* di cui al comma 46 del TIROSS. L’Autorità ritiene, infine, possa essere

ragionevole introdurre una franchigia (dell'ordine del 2-3%) entro la quale sia comunque riconosciuto il costo di investimento consuntivato, senza applicazione di premi e penalità, in continuità con i criteri vigenti.

- 12.15 Infine, si ritiene che i premi, o le penalità, che l'impresa potrebbe conseguire nell'ambito del meccanismo incentivante, potrebbero essere determinati in sede di approvazione dei ricavi ammessi, e riconosciuti, o trattenuti, tramite conguagli con la CSEA, anche su un orizzonte pluriennale, mantenendo in tal modo inalterata la modalità di formazione della RAB sulla base della spesa effettiva attribuita in *slow money* o della spesa di capitale effettiva.

Incentivo alla maggiore selettività degli investimenti

- 12.16 L'Autorità ritiene opportuno valutare l'introduzione di strumenti regolatori che assicurino una maggiore selettività nelle scelte di investimento dei gestori al fine di indurre un contenimento della dinamica crescente degli investimenti prevista nel Piano decennale di sviluppo della rete, anche in linea con quanto rappresentato dalle associazioni degli utenti del servizio nell'ambito del *focus group* dell'11 marzo 2026; in particolare, l'Autorità ritiene che tale maggiore selettività debba riguardare i nuovi interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale che, in una prospettiva di raggiungimento degli obiettivi vincolanti di decarbonizzazione sottoscritti dall'Italia al 2050, con la conseguente progressiva riduzione dei consumi di gas, possono portare a un concreto rischio di *stranded assets*.
- 12.17 A tal fine, potrebbe essere valutata l'introduzione di una remunerazione specifica per tutti gli interventi di sviluppo di nuova capacità di trasporto del gas naturale, di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, e di sostituzione di metanodotti non strettamente motivati dalla sicurezza di esercizio degli stessi, ad esclusione degli interventi di allacciamento, degli sviluppi di rete motivati dalla sicurezza degli approvvigionamenti, e degli sviluppi finalizzati ad assicurare l'immissione in rete e il vettoriamento di biometano e altri gas rinnovabili.
- 12.18 Tale specifica remunerazione sarebbe finalizzata a fornire un implicito incentivo alle imprese ad adottare un approccio ulteriormente selettivo e rigoroso nella scelta di futuri investimenti, anche nell'ottica di ridurre il rischio di potenziali *sunk cost* per il sistema nell'ambito del processo di decarbonizzazione, privilegiando quelli maggiormente funzionali al processo di transizione, e caratterizzati da maggiore certezza rispetto ai benefici che porterebbero al sistema.
- 12.19 In particolare, si ritiene che agli interventi rientranti nel meccanismo, come sopra individuati, possa essere applicato un tasso di remunerazione tale da assicurare da un lato la finanziabilità dell'investimento e, dall'altro, una minore redditività complessiva. In tal senso, il tasso potrebbe essere determinato applicando una riduzione del WACC in termini percentuali di circa il 15-20% che, rispetto al WACC in vigore per il 2026, equivarrebbe ad un differenziale negativo compreso tra 80-110 bps.

S 11. Osservazioni in merito ai criteri di efficientamento dei costi di capitale.

S 12. Osservazioni in merito ai criteri di selettività degli investimenti.

Incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate

- 12.20 Con la deliberazione 216/2024/R/GAS, in sede di determinazione delle tariffe di trasporto per l'anno 2025, in considerazione delle evidenze emerse sui metanodotti oggetto di incentivazione, alcuni dei quali previsti in sostituzione nei Piani o caratterizzati da indici di *asset health* critici o bassi tassi di utilizzo, l'Autorità ha avviato specifici approfondimenti al fine valutare una possibile revisione del meccanismo; con la deliberazione 215/2025/R/GAS di approvazione delle tariffe di trasporto relative all'anno 2026, l'Autorità ha ritenuto opportuno proseguire i suddetti approfondimenti con particolare riferimento agli *asset* oggetto di incentivazione previsti in sostituzione nei Piani, caratterizzati da indici di *asset health* critici o caratterizzati da bassi tassi di utilizzo.
- 12.21 In occasione del *focus group* dell'11 marzo 2026 è stata chiesta una valutazione dell'efficacia del meccanismo incentivante e l'opportunità di rendere pubblici gli esiti degli approfondimenti dell'Autorità.
- 12.22 Sulla base delle informazioni raccolte durante il periodo di sperimentazione (2023-2026) è emerso che sono stati erogati in totale circa 200 milioni di euro; nel prossimo periodo regolatorio, a regole vigenti, è stimabile un incentivo complessivamente pari a circa 290 milioni di euro¹⁰ - inteso come tetto massimo, senza considerare gli effetti inflattivi, nell'ipotesi di mancata sostituzione degli *asset* oggetto di incentivazione-, con una crescita media annua del 7%.
- 12.23 Si riportano di seguito le analisi sugli esiti del meccanismo di incentivazione¹¹, con specifico riguardo ai tre ambiti oggetto di approfondimento ai sensi della deliberazione 216/2024/R/GAS e 215/2025/R/GAS (metanodotti con *asset health* critici, previsti in sostituzione nei Piani e caratterizzati da bassi tassi di utilizzo).
- 12.24 Dalle analisi effettuate emerge che la maggior parte degli *asset* oggetto di incentivazione presenta, come atteso, un basso livello di criticità sulla base della classificazione della metodologia per la valutazione dello stato di salute delle infrastrutture¹² (46%); tuttavia, sono presenti *asset* con alto livello di criticità, circa il 14% del totale che, considerato il relativo costo storico, ricevono una quota

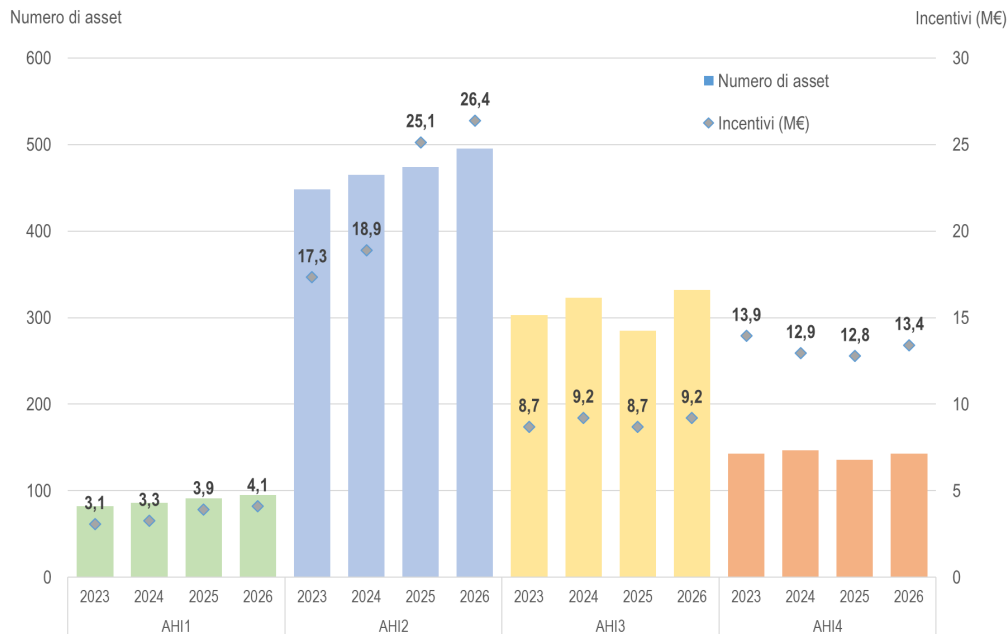
¹⁰ Stima effettuata sulla base delle informazioni contenute nella proposta tariffaria presentata da Snam Rete Gas per l'anno 2026, ipotizzando un tasso di sostituzione pari a zero e l'assenza di alcun effetto inflattivo.

¹¹ Tutte le valutazioni contenute nel paragrafo si riferiscono alle istanze pervenute da Snam Rete Gas in quanto principale destinatario di tale incentivazione. Infatti, oltre a Snam Rete Gas, solamente SGI ha presentato istanza per accedere a questo meccanismo incentivante ricevendo un totale di circa 9 milioni di euro.

¹² La metodologia *asset health* utilizzata si basa su un sistema di indicatori riassunti nell'indicatore sintetico "*Asset Health Index*" (AHI) rappresentativo del livello di attenzione sullo stato di salute dell'*asset* in termini di sicurezza e probabilità di guasto ed in particolare, AHI1 indica un livello di attenzione trascurabile sugli *asset* considerati, AHI2 un basso livello di attenzione, AHI3 un livello di attenzione medio e AHI4 un livello di attenzione alto sugli *asset* considerati, con particolare riferimento alla dimensione della sicurezza.

maggiore dell'incentivo erogato rispetto ai restanti *asset* oggetto di incentivazione (28%) (cfr. Figura 2).

Figura 2 - Asset incentivati suddivisi per classe di valutazione *Asset Health*



- 12.25 Con riguardo al tasso di utilizzo si osserva che il 13% degli *asset* che ricevono l'incentivo risultano poco o per nulla utilizzati¹³; si osserva inoltre, che anche fra gli *asset* poco o per nulla utilizzati, quelli che in proporzione ricevono più incentivi sono quelli che presentano un più elevato livello di criticità; si tratterebbe pertanto di *asset* poco utilizzati o totalmente inutilizzati, che presentano uno stato di salute critico, e che potrebbero essere dismessi senza essere sostituiti.
- 12.26 Con riferimento agli *asset* oggetto di incentivazione per i quali è già stata prevista la sostituzione nel Piano, nell'ultimo anno su cui sono disponibili i dati di incentivazione (2026) emerge che tali *asset* beneficiano del 21% degli incentivi erogati; trattasi di *asset* che versano in condizioni di sicurezza critiche e che risultano mediamente molto utilizzati, per i quali quindi la sostituzione sembra apparire giustificata.
- 12.27 Infine, si rileva in linea generale che gli *asset* completamente ammortizzati da più di 20 anni non presentano indici di *asset health* tendenzialmente più critici sul piano della sicurezza rispetto agli altri, e presentano un tasso di utilizzo molto alto (la media del tasso di utilizzo di questi *asset* è pari al 69% nel 2025 e al 56% nel 2026); ciò può essere considerata una dimostrazione dell'efficacia degli interventi

¹³ Ai sensi della deliberazione 723/2022/R/GAS, l'istanza di incentivazione deve contenere, per ciascun metanodotto, informazioni sugli eventuali interventi di manutenzione straordinaria operati sul cespite, sullo stato di salute dell'*asset* e sui relativi tassi di utilizzo.

finalizzati al mantenimento in esercizio delle infrastrutture e all'allungamento della relativa vita utile senza necessità di sostituzione.

12.28 Fermo restando l'obiettivo di disincentivare la sostituzione dei metanodotti che possono essere eserciti in sicurezza ma non più remunerativi sul piano tariffario, in considerazione di quanto emerso durante la fase di sperimentazione, l'Autorità intende considerare le seguenti diverse opzioni di intervento, da valutarsi secondo il rispetto dei criteri di efficienza complessiva del servizio (nel lungo periodo), sicurezza di esercizio della rete, efficacia del meccanismo nell'incentivare il mantenimento in esercizio delle reti che possono essere esercite in condizioni di sicurezza, contenimento dell'impatto sulla tariffa di trasporto, nonché coerenza e certezza del quadro regolatorio. In particolare:

- a) Opzione **Reti-amm.0 (opzione nulla)** – confermare per il 7PRT il meccanismo di incentivazione delle reti ammortizzate come attualmente in vigore;
- b) Opzione **Reti-amm.1** – limitare il campo di applicazione dell'incentivo sulla base delle evidenze emerse durante la fase di sperimentazione, con un'applicazione più mirata rispetto all'obiettivo del meccanismo, in un'ottica di gestione efficiente delle risorse, ossia escludendo dall'incentivazione gli *asset* che presentano indici di *asset health* critici e quelli per i quali è già prevista la sostituzione nei Piani e, per quelli che presentano bassi tassi di utilizzo, riproporzionare l'incentivo in funzione del tasso di utilizzo stesso;
- c) Opzione **Reti-amm.2** – superare l'incentivo e, al contempo, rafforzare il cespite per gli interventi di manutenzione straordinaria volti al mantenimento in esercizio di reti completamente ammortizzate, eliminando il limite di spesa.

12.29 L'Opzione **Reti-amm.0** confermerebbe il meccanismo in vigore incentivante il mantenimento in esercizio di cespiti che hanno terminato la vita utile regolatoria. Il meccanismo implica un incremento degli oneri tariffari con riferimento ad *asset* che risulteranno completamente ammortizzati nei prossimi anni. Inoltre, gli approfondimenti sopra riportati dimostrano che parte dell'incentivo riguarda metanodotti che presentano situazioni potenzialmente confliggenti con le finalità sottostanti all'incentivo stesso: in particolare, metanodotti con un alto livello di criticità per la sicurezza, la cui sostituzione è già prevista nei Piani, e cespiti non utilizzati o con tassi di utilizzo molto bassi.

12.30 L'Opzione **Reti-amm.1** comporterebbe una maggiore selettività dell'ambito di applicazione dell'incentivo, tramite una restrizione dell'ambito di applicazione dello stesso, sulla base delle evidenze emerse nella fase di sperimentazione sopra evidenziate. In particolare:

- l'esclusione dei cespiti che presentano un alto livello di criticità per la sicurezza (ossia con indice di sicurezza critico, con AHI pari a 4): in coerenza con il comma 1.1 della delibera 723/2022/R/GAS che limita l'applicazione dell'incentivo agli *asset* che possono essere eserciti in sicurezza e con adeguati livelli di qualità del servizio, l'Autorità ritiene che erogare incentivi per il mantenimento in esercizio di *asset* che risultano critici sotto la

dimensione della sicurezza, possa fornire segnali distorti rispetto alle finalità dell'incentivo stesso;

- il proporzionamento dell'incentivo sulla base del tasso di utilizzo dell'*asset*: tenuto conto che l'incentivo mira a mantenere in esercizio le reti completamente ammortizzate tariffariamente che possono essere ancora esercite in sicurezza, non risulta ragionevole incentivare *asset* totalmente inutilizzati o con bassi tassi di utilizzo (la cui sostituzione, quindi, si presume non riuscirebbe ad avere un'analisi costi benefici positiva nell'ambito del Piano); l'Autorità intende quindi valutare la possibilità di riproporzionare l'incentivo sulla base del coefficiente di utilizzo, in modo tale che, in caso di un utilizzo dell'*asset* superiore alla soglia del 60%, questo riceva il 100% dell'incentivo e, in caso di totale inutilizzo inferiore, riceva un incentivo proporzionale al tasso di utilizzo, che si azzerà in caso di totale inutilizzo dell'infrastruttura;
- l'esclusione dei cespiti la cui sostituzione è già prevista nei Piani: l'incentivo è stato introdotto per evitare di fornire segnali contrastanti in relazione alla scelta tra sostituzione e mantenimento in esercizio; pertanto, si ritiene opportuno escludere questi *asset* dall'ambito di applicazione dell'incentivo, fornendo al contempo uno stimolo al gestore ad accelerare le opere di sostituzione già pianificate.

Considerando l'anno tariffario 2026, la restrizione dell'ambito di applicazione dell'incentivo di cui all'Opzione Reti-amm.1 comporterebbe una sua riduzione da 53 a circa 34,5 milioni di euro.

12.31 **L'Opzione Reti-amm.2** comporterebbe il superamento dell'incentivo a favore dell'eliminazione dell'attuale limite del 10% del costo storico rivalutato dell'opera principale per gli interventi di manutenzioni straordinarie finalizzate al mantenimento in esercizio dei metanodotti, da riconoscersi nello specifico cespite introdotto per il 6PRT (con vita utile pari a 15 anni, da estendere a 20 anni sulla base degli orientamenti prospettati al punto 11.21); tale opzione implicherebbe un immediato risparmio di costi a carico del sistema, pari all'ammontare dell'incentivo erogato (si consideri che nell'anno tariffario 2026 sono stati complessivamente erogati più di 55 milioni di euro), e lascerebbe in capo al trasportatore la scelta tra sostituire il cespite o continuare a mantenerlo in esercizio, potendo disporre, per questa seconda opzione, di un ammortamento accelerato per gli investimenti finalizzati al mantenimento in esercizio delle rete. Tuttavia, tale opzione assicurerebbe una minore selettività degli interventi di sostituzione e degli interventi per il mantenimento in esercizio degli *asset* esistenti.

12.32 Nella Tabella 4 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni.

Tabella 4: Confronti opzioni sul meccanismo di incentivazione delle reti ammortizzate

Obiettivi specifici	Opzione Reti-amm.0	Opzione Reti-amm.1	Opzione Reti-amm.2
a) efficienza	Medio/Bassa	Media	Medio/Alta
b) sicurezza di esercizio della rete	Medio/Bassa	Media	Alta
c) efficacia	Media	Medio/Alta	Medio/Alta
d) contenimento dell'impatto tariffario	Bassa	Medio/Bassa	Media
e) coerenza e certezza regolatoria	Alta	Medio/Alta	Media
Valutazione complessiva	MEDIO/BASSA	MEDIA	MEDIO/ALTA

12.33 Le valutazioni espresse nella Tabella 4 mostrano come il superamento dell'incentivo a favore dell'eliminazione dell'attuale limite del 10% del costo storico rivalutato dell'opera principale per gli interventi di manutenzioni straordinarie finalizzate al mantenimento in esercizio dei metanodotti possa essere considerata l'opzione più coerente con gli obiettivi specifici dell'Autorità.

Incentivo centrali dual fuel

12.34 Il meccanismo di incentivazione dell'esercizio delle centrali *dual fuel* non ha trovato applicazione nel corso del 6PRT, in considerazione del fatto che le suddette centrali ad oggi non sono ancora in esercizio. Inoltre, Snam Rete Gas, in sede di presentazione all'Autorità della proposta tariffaria 2027, ha rappresentato criticità applicative della vigente configurazione del meccanismo, inerenti alla limitata possibilità per il gestore di una compartecipazione ai benefici generati sul mercato del dispacciamento elettrico, nonché alla necessità dello stesso gestore di dotarsi di strumenti, risorse e competenze specifiche. Stante il quadro attuale, l'Autorità ritiene opportuno acquisire ulteriori elementi in relazione al funzionamento delle centrali *dual fuel* o elettriche, le prime delle quali sono previste entrare in esercizio tra la fine del 2026 e il 2027, e rimandare la revisione dell'attuale meccanismo incentivante, o la definizione di un nuovo meccanismo, a successive valutazioni.

Nuove metanizzazioni

12.35 In tema di nuove metanizzazioni, l'Autorità intende confermare le condizioni minime di sviluppo e il tetto al riconoscimento degli investimenti vigenti, aggiornandoli tenendo conto anche dei dati relativi agli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione entrati in esercizio nel periodo 1° gennaio 2016 - 31 dicembre 2025.

- 12.36 In particolare, replicando i medesimi criteri con cui sono stati definiti gli indici oggi vigenti (cfr. deliberazione 122/2023/R/GAS¹⁴) risulterebbero parametri più stringenti:
- a) l'indice di capacità minima per lo sviluppo della rete di trasporto risulterebbe pari a circa 0,4 Smc/g per metro di rete realizzata (rispetto allo 0,3 attualmente vigente), in considerazione del livello assunto dal 30° percentile della distribuzione dei dati delle metanizzazioni osservate nel periodo 2016-2025 (escludendo quindi il 30% delle metanizzazioni con indice di capacità minima più bassa);
 - b) il tetto al riconoscimento degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, in caso di mancato rispetto dell'indice di capacità minima, risulterebbe pari a circa 900 euro per Smc/g (rispetto ai 2.800 euro per Smc/g attualmente vigenti), considerando il livello assunto dal 70° percentile della distribuzione dei dati di costo storico – opportunamente rivalutato – delle metanizzazioni osservate nel periodo 2016-2025 (escludendo quindi il 30% delle metanizzazioni con costi unitari più elevati).
- 12.37 Alla luce di tali evidenze, l'Autorità ritiene che sussistano le condizioni per rendere le condizioni minime di sviluppo e il tetto al riconoscimento degli investimenti più stringenti, anche nell'ottica degli obiettivi di decarbonizzazione dei consumi energetici previsti al 2050. In particolare, anche in considerazione delle evidenze osservate, si ritiene che:
- a) l'indice di capacità minima per lo sviluppo della rete di trasporto possa essere fissato all'interno di un *range* di valori pari a 0,35-0,55 Smc/g per metro di rete realizzata;
 - b) il tetto al riconoscimento degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, in caso di mancato rispetto dell'indice di capacità minima, possa essere fissato all'interno di un *range* di valori pari a 700-1.400 euro per Smc/g, riducendo almeno della metà il tetto oggi vigente.
- 12.38 Al fine di salvaguardare gli interventi di sviluppo già presentati nei Piani e che non hanno ricevuto valutazioni critiche da parte dell'Autorità, si ritiene che i suddetti indici possano trovare applicazione a decorrere dal Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto 2027, con riferimento ai nuovi progetti non ancora oggetto di valutazione o ai progetti esistenti non ancora oggetto di valutazione positiva da parte dell'Autorità, che potrebbero avere riconoscimenti tariffari a

¹⁴ Con la deliberazione 122/2023/R/GAS, in particolare, l'Autorità ha:

- identificato un indice di capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna, definito come rapporto tra capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e lunghezza della rete, pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata, in corrispondenza del 30° percentile della distribuzione dei dati degli ultimi 10 anni;
- identificato un indice di costo massimo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, espresso come rapporto tra costo storico dell'investimento e capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna, pari a 2.800 euro per Smc/g, in corrispondenza circa dal valore del 70° percentile della distribuzione dei dati degli ultimi 10 anni.

partire dal 2028. La modifica degli indici riguarderà pertanto anche i Requisiti minimi di Piano di cui all'Allegato A della deliberazione 468/2018/R/GAS, come modificato dalla deliberazione 170/2025/R/GAS.

S 13. Osservazioni in merito alla revisione dei meccanismi di incentivazione.

13. Componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo

Quadro regolatorio vigente

- 13.1 La RTTG 6PRT prevede meccanismi di riconoscimento tariffario *ad hoc* per le componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo, quali:
- a) autoconsumi;
 - b) perdite di rete;
 - c) gas non contabilizzato (GNC);
 - d) titoli di *Emission Trading*;
 - e) bilanciamento operativo della rete (cfr. Capitolo 14).
- 13.2 Con la deliberazione 497/2023/R/COM, in sede di criteri applicativi della regolazione ROSS per il servizio di trasporto gas, l'Autorità ha escluso dalla spesa totale (di riferimento ed effettiva), rilevante ai fini del calcolo del recupero di efficienza totale, tali voci di costo, prevedendo che siano riconosciute "*on top*" alla componente *fast money*.

Criteri di determinazione delle componenti di ricavo

- 13.3 Nel 6PRT, i quantitativi di gas riconosciuti:
- a) per gli autoconsumi, sono proposti dalle imprese di trasporto in relazione agli assetti di rete previsti nel successivo anno e ai dati storici disponibili;
 - b) per le perdite, sono determinati in funzione di fattori di emissione efficienti dei singoli elementi di rete (quali gasdotti, nodi, stazioni PIG, stazione R&R, centrali di compressione, stazioni REMI; cfr. Tabella 5 della RTTG 6PRT);
 - c) per il GNC, sono pari alla media dei quantitativi di GNC registrati negli ultimi quattro anni disponibili.
- 13.4 I quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC sono valorizzati sulla base del prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento, tenendo conto del profilo con cui tali quantitativi si rendono necessari nel corso dell'anno.
- 13.5 Nel caso di consumi elettrici delle centrali di compressione, i quantitativi di energia elettrica riconosciuti sono proposti dalle imprese di trasporto, in relazione agli assetti di rete previsti nel successivo anno e ai dati storici, ove disponibili, e valorizzati sulla base delle quotazioni disponibili dei prodotti di energia elettrica a termine nell'anno tariffario.

- 13.6 I quantitativi dei titoli di *Emission Trading* sono pari al prodotto tra un quantitativo unitario di titoli in funzione di un *driver* di riferimento (es. volumi di gas di autoconsumo) per la stima del medesimo *driver* per l'anno tariffario, al netto delle quote eventualmente ottenute a titolo gratuito. Sia il quantitativo unitario sia il *driver* di riferimento sono proposti dall'impresa di trasporto, sulla base di un confronto con i medesimi dati registrati negli ultimi quattro anni disponibili. I titoli di *Emission Trading* sono valorizzati in funzione del valore medio, registrato nell'ultimo anno disponibile, dei prezzi risultanti dalle aste pubbliche europee di tali titoli.

Meccanismi di conguaglio e di efficientamento

- 13.7 Le spese riconosciute a copertura di autoconsumi, perdite di rete, GNC e titoli di *Emission Trading* sono soggette a specifici meccanismi di conguaglio, volti ad incentivarne l'efficienza e assicurare una compartecipazione delle imprese di trasporto ai relativi rischi.
- 13.8 Per quanto riguarda le partite economiche a copertura di autoconsumi, perdite di rete e GNC, per il 6PRT l'Autorità ha introdotto una semplificazione della gestione di tali partite, in base alla quale:
- la quota-parte del gettito tariffario del corrispettivo variabile *pro forma* a copertura di tali partite (c.d. *CVAPG*) è versata integralmente dalle imprese di trasporto alla CSEA;
 - CSEA riconosce integralmente al Responsabile del bilanciamento, con cadenza mensile, i costi sostenuti per l'approvvigionamento sul mercato delle risorse necessarie (su tutta la rete di trasporto) al soddisfacimento degli autoconsumi (elettrici e gas), tramite il meccanismo di neutralità del Testo Integrato del Bilanciamento (TIB); a tal fine, per le centrali di compressione *dual fuel*, gli autoconsumi di gas e i consumi elettrici sono valorizzati sulla base del minimo tra il prezzo giornaliero del gas sul comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (PAGS) nell'ambito del Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS) e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (PUN medio);
 - ex post* (ossia nell'anno $t+1$ rispetto a quello di riferimento), operano meccanismi di conguaglio per le perdite fisiche e il GNC (in modo simultaneo e basati sullo stesso criterio di valorizzazione degli scostamenti), con l'obiettivo di indurre un efficientamento di tali partite.
- 13.9 Con particolare riferimento ai meccanismi di conguaglio per perdite e GNC:
- per il GNC, lo scostamento tra quantitativi effettivi e quantitativi riconosciuti è valorizzato sulla base di un valore unitario fisso pari a 6,86 €/MWh, al fine di assicurare una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dalle possibili differenze tra il GNC riconosciuto e il GNC effettivo; la valorizzazione unitaria è stata fissata in funzione della quota di ricavo a copertura dei costi operativi per il servizio di misura;
 - per le perdite, lo scostamento tra le perdite contabilizzate e quelle riconosciute è valorizzato sulla base di un onere unitario fisso pari a quello previsto per il

GNC, al fine di assicurare una compartecipazione delle imprese di trasporto ai maggiori oneri in caso di perdite eccedenti i livelli riconosciuti, o riconoscere un premio per il contenimento dei livelli di perdita rispetto a quelli determinati sulla base dei fattori di emissione efficienti.

- 13.10 In tal modo, c'è una completa copertura del rischio prezzo e del rischio quantità sugli autoconsumi (fatto salvo il meccanismo di riconoscimento dei consumi al minimo tra il prezzo dell'elettricità e il prezzo del gas per le centrali *dual fuel*), mentre su perdite di rete e GNC rimane in capo alle imprese di trasporto, sugli scostamenti tra quantitativi riconosciuti e quantitativi effettivi, un onere unitario, fisso per tutto il periodo di regolazione, definito in funzione dei costi sottostanti il servizio di misura (pari a 6,86 €/MWh per il 6PRT).
- 13.11 Per i titoli di *Emission Trading*, invece, è previsto un meccanismo di conguaglio volto a compensare la differenza tra il gettito tariffario del corrispettivo *pro forma CVETS* e il costo riconosciuto a copertura del relativo onere, rideterminato per tenere conto del valore a consuntivo del *driver* di riferimento utilizzato e del prezzo dei titoli. Si realizza in tal modo una copertura del rischio prezzo e del rischio quantità in funzione del *driver* di riferimento, con un'incentivazione al contenimento dei titoli (ossia alla riduzione del quantitativo di titoli necessari per unità di *driver*).

Orientamenti dell'Autorità

- 13.12 L'Autorità intende confermare i criteri generali attualmente vigenti per la determinazione delle componenti di ricavo rilevanti per le tariffe a copertura di autoconsumi, perdite di rete, GNC, e titoli di *Emission Trading*. Nel caso di consumi elettrici delle centrali di compressione, stante l'orientamento di cui al successivo punto 13.17, si ritiene che anche i quantitativi di energia elettrica riconosciuti possano essere valorizzati, ai fini della determinazione delle componenti di ricavo rilevanti per le tariffe, sulla base del prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento, moltiplicato per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori elettrici e il rendimento medio dei compressori a gas.
- 13.13 L'Autorità intende inoltre confermare l'attuale meccanismo di gestione delle partite economiche legate ad autoconsumi, perdite di rete, e GNC, con il versamento a CSEA del gettito tariffario e il riconoscimento dell'onere effettivo al responsabile del bilanciamento tramite il meccanismo di neutralità del TIB, nonché i meccanismi di conguaglio di perdite e GNC volti ad assicurare una compartecipazione al rischio di scostamenti e, al contempo, un incentivo al contenimento di tali componenti. Si intende inoltre confermare il meccanismo di conguaglio per i titoli di *Emission Trading*.
- 13.14 In quadro di sostanziale stabilità, l'Autorità ritiene tuttavia opportuno apportare le modifiche evolutive dei meccanismi vigenti descritte di seguito.

Autoconsumi elettrici

- 13.15 Con riferimento agli autoconsumi delle centrali di compressione alimentate ad energia elettrica (o *dual fuel* o esclusivamente elettrica), i criteri vigenti prevedono che CSEA riconosca al responsabile del bilanciamento tramite il meccanismo di neutralità del TIB, oltre ai costi sostenuti per l'approvvigionamento del gas, anche i consumi elettrici.
- 13.16 Nel caso di centrali *dual fuel*, i consumi energetici sulla base del minimo tra il prezzo dell'elettricità e il prezzo del gas. Tuttavia, il responsabile del bilanciamento non approvvigiona sul mercato, per conto delle altre imprese di trasporto, anche l'energia elettrica, ma solo il gas di autoconsumo. Inoltre, in sede di presentazione della proposta tariffaria per l'anno 2027, Snam Rete Gas ha rappresentato che il meccanismo di riconoscimento dei costi energetici basato su segnali prettamente economici non risulta compatibile né con i vincoli di esercizio delle centrali *dual fuel* (connessi ai tempi di avvio e regimazione delle macchine) e né con le tempistiche di acquisto e le dinamiche di formazione dei prezzi sui mercati elettrico e gas, con potenziali ricadute sul funzionamento ottimale delle centrali.
- 13.17 Stanti le criticità sopra evidenziate, l'Autorità intende superare il criterio di valorizzazione dei consumi elettrici delle centrali *dual fuel* sulla base del minimo tra il prezzo dell'elettricità e il prezzo del gas, e prevedere che tutti i consumi energetici, di gas ed elettricità, siano riconosciuti al responsabile del bilanciamento, nell'ambito del meccanismo di neutralità del TIB, sulla base del prezzo del gas, moltiplicato per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori elettrici e il rendimento medio dei compressori a gas. Al contempo, l'Autorità ritiene opportuno, anche in considerazione degli ulteriori approfondimenti per la revisione del meccanismo di incentivazione del funzionamento delle centrali *dual fuel* (cfr. punto 12.34), introdurre un meccanismo di simmetrica ripartizione, tra gestore e sistema, degli eventuali risparmi di costo effettivamente conseguiti (*ex post*) dell'utilizzo degli elettrocompressori in luogo dei compressori a gas, lasciando al gestore flessibilità nell'utilizzo degli impianti ed incentivandolo – tramite una compartecipazione ai risparmi conseguiti – all'utilizzo degli elettrocompressori ogni qualvolta risulti effettivamente efficiente per il sistema.
- 13.18 Inoltre, si ritiene che, nel quadro delle vigenti modalità di gestione delle partite economiche di autoconsumo, il responsabile del bilanciamento possa aggregare, oltre agli autoconsumi di gas, anche i consumi di energia elettrica dalle altre imprese di trasporto e rappresentarli alla CSEA ai fini dei riconoscimenti nell'ambito del meccanismo di neutralità del TIB; il responsabile del bilanciamento, ricevuti i pagamenti da CSEA, provvede a ripartirli con le altre imprese di trasporto.
- 13.19 Infine, l'Autorità intende introdurre un monitoraggio del funzionamento delle centrali di compressione alimentate ad energia elettrica e dei relativi consumi e costi, al fine di valutare l'effettiva efficienza tecnica ed economica rispetto agli

autoconsumi di gas, anche ai fini della revisione del meccanismo di incentivazione del funzionamento delle centrali *dual fuel* (cfr. punto 12.34).

Perdite di rete

13.20 Con riferimento alle perdite di rete, l’Autorità intende confermare la determinazione del livello di perdite riconosciuto attraverso fattori di emissione efficienti per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, ma ritiene opportuno valutare una revisione dei fattori di emissione efficienti, ulteriore rispetto a quella già disposta per il 6PRT, al fine di allineare tali fattori a quelli effettivamente riscontrati sulla base della realtà impiantistica della rete di trasporto, e della spinta al relativo efficientamento di cui al Regolamento (UE) 2024/1787. In particolare:

- a) per gli elementi di rete con pressione maggiore di 12 *bar*, l’Autorità ritiene opportuno allineare i fattori di emissione ai valori più efficienti riscontrati nei dati relativi alla qualità del gas naturale trasmessi dalle imprese di trasporto ai sensi della RQTG 6PRT, oltre che nei dati raccolti dalle imprese di trasporto nell’ambito del procedimento in cui si inserisce il presente DCO; a tal proposito, si rileva come i fattori emissivi comunicati risultino significativamente ridotti rispetto a quelli in vigore nel 6PRT, ad eccezione di quello associato alle emissioni fuggitive delle Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) il cui valore risulta pari a quello già presente nella RTTG 6PRT e che quindi si ritiene opportuno confermare;
- b) per gli elementi di rete con pressione inferiore a 12 *bar*, l’Autorità ritiene opportuno confermare – in continuità con i periodi regolatori precedenti – l’adozione di un approccio semplificato che prevede un criterio di valorizzazione dei fattori emissivi di un ordine di grandezza inferiore rispetto a quelli per gli elementi di rete con pressione maggiore di 12 *bar*;
- c) per le sole emissioni da ventato, l’Autorità ritiene opportuno prevedere un sentiero lineare decrescente che, partendo dai valori vigenti, porti ad un azzeramento degli stessi al termine del periodo regolatorio in linea con quanto previsto dal regolamento (UE) 2024/1787.

Applicando i coefficienti proposti (Tabella 5) alle consistenze impiantistiche e risultanti dalle proposte tariffarie 2026, e la relativa valorizzazione economica, il valore del costo riconosciuto a copertura delle perdite, pari a circa 12,6 milioni di euro si ridurrebbe di circa il 37%, assestandosi a circa 7,9 milioni di euro.

Tabella 5 - Fattori di emissione

	Fattore di emissione		Unità di misura
	P<12 bar	P>=12 bar	
Emissioni fuggitive			
Pipeline	1,9	19	Smc/km/a
Nodi	-	3860	Smc/sorgente/a
Stazioni PIG	-	1019	Smc/sorgente/a
Stazione RR ¹	-	2208	Smc/sorgente/a
Centrali di compressione	-	632	Smc/MW/a
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) ^{1,2}	102,8	1028	Smc/sorgente/a
Emissioni pneumatiche			
Rete (valvole ad azionamento pneumatico)	1,5	15	Smc/sorgente/a
Stazione RR ¹	-	2877	Smc/sorgente/a
Centrali di compressione	-	120	Smc/MW/a
Impianto per la misura della composizione gas	171,1	1711	Smc/sorgente/a
Emissioni da ventato			
Rete, RR e REMI	*	*	Smc/km/a
Centrali	-	*	Smc/MW/a

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

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

* Valori decrescenti sul periodo come rappresentati nella tabella sottostante.

Emissioni da ventato	2028	2029	2030	2031
Rete, RR e REMI	89	60	30	0
Centrali	861	574	287	0

13.21 L'Autorità ritiene opportuno che, nel valutare i costi incrementali che deriveranno dall'attuazione delle disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787 in materia di riduzione delle emissioni di metano, si tenga conto del costo complessivo delle perdite sulla rete di trasporto, al fine di assicurare la proporzionalità tra gli oneri gravanti sul sistema e i benefici in termini di riduzione delle emissioni.

Onere unitario per la compartecipazione al rischio su perdite di rete e GNC

13.22 Per il 6PRT, l'onere unitario per la valorizzazione dell'esposizione unitaria delle imprese di trasporto rispetto agli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi è stato determinato in funzione della quota di ricavo a copertura dei costi operativi per il servizio di misura, con l'obiettivo di assicurare una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto ai rischi di oscillazione del GNC; lo stesso onere unitario è applicato in caso di scostamenti tra perdite contabilizzate e riconosciute, al fine 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 (cfr. paragrafo 13.9).

- 13.23 L’Autorità, nel confermare i meccanismi vigenti, intende rivedere l’onere unitario, allineandolo ai costi del servizio di misura più aggiornati, sulla base del medesimo criterio applicato per il 6PRT. In particolare, considerando i costi operativi del servizio di misura dal 2022 al 2025, pari a circa 22 milioni di euro, e i volumi medi di GNC nel periodo 2022-2025, pari a circa 243 MSmc (circa 2,5 TWh), l’onere unitario da fissare per il 7PRT risulterebbe pari a circa 9 €/MWh.
- 13.24 Ai sensi della deliberazione 386/2022/R/GAS, il medesimo valore si intende esteso alla regolazione del Delta In-Out sulle reti di distribuzione, salvo eventuali ulteriori valutazioni dell’Autorità.

S 14. Osservazioni in merito alle componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo.

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 dei servizi di stoccaggio per la modulazione oraria del sistema.

S 15. 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

- 15.1 L’Autorità intende confermare le disposizioni in vigore nel 6PRT per la determinazione dei ricavi delle imprese di trasporto che avviano l’attività nel corso del periodo di regolazione.
- 15.2 In particolare, l’Autorità ritiene opportuno non applicare disposizioni in materia di tasso di capitalizzazione della regolazione ROSS alle nuove imprese di trasporto, non essendo disponibili dati storici sul rapporto tra costi operativi e di capitale e avendo a disposizione solamente dati stimati relativi ai costi operativi, e valutarne l’applicazione a partire dal periodo regolatorio successivo rispetto al periodo regolatorio in cui si avvia l’esercizio dell’impresa.
- 15.3 Inoltre, per i primi anni di riconoscimento dei costi operativi (fino alla disponibilità di dati di consuntivo), l’Autorità intende:
- a) prevedere che le nuove imprese di trasporto presentino, oltre a un confronto con realtà simili o l’evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri, anche un’analisi di coerenza con *benchmark* basato sui costi operativi medi nazionali;
 - b) introdurre un meccanismo di efficientamento dei costi operativi nei primi anni di esercizio, attraverso la simmetrica ripartizione tra impresa e sistema

delle efficienze (o inefficienze) conseguite dall'impresa rispetto al costo operativo stimato, provvedendo alla rideterminazione *ex post* della voce di ricavo a copertura dei costi operativi in sede di determinazione dei ricavi ammessi del gestore.

- 15.4 Nel caso delle imprese di trasporto costituite a seguito di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione, l'Autorità intende infine confermare il principio di salvaguardia dell'invarianza dei costi derivanti dalla mera riclassificazione delle reti e di non aggravio per gli utenti del sistema del gas naturale.

S 16. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese.

16. Copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto gas

- 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 6PRT, intende confermare i criteri generali previsti per il servizio di trasporto.
- 16.2 Inoltre, ai fini della determinazione dei corrispettivi del servizio di misura (v. Parte V), si conferma la ripartizione dei ricavi di riferimento nelle seguenti componenti di ricavo:
- a) RM^T , a copertura dei costi relativi all'attività di misura, al netto dei costi relativi agli impianti di misura presso i clienti finali;
 - b) RM^{CF} , a copertura dei costi relativi agli impianti di misura presso i clienti finali.

PARTE IV
DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

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

- 17.1 L’Autorità, in continuità con il 6PRT, intende confermare l’inclusione, nel servizio di trasporto ai sensi del Codice TAR, sia il trasporto su rete nazionale dei gasdotti sia il trasporto su rete regionale, e dunque allocare i relativi ricavi secondo la metodologia dei prezzi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi di capacità in entrata e uscita dalla rete di trasporto. Sono inoltre inclusi nei costi da recuperare attraverso tale metodologia i costi associati all’acquisto delle risorse di capacità di stoccaggio per il servizio di bilanciamento operativo della rete e i servizi accessori (per es., la fatturazione, il bilanciamento fisico).
- 17.2 Il servizio di misura sulla rete di trasporto continuerebbe ad essere classificato come un servizio non di trasporto, in quanto non dipendente dal *driver* di costo della distanza. I criteri di allocazione dei costi del servizio di misura agli utenti sono illustrati nella successiva Parte V.
- 17.3 L’Autorità intende inoltre confermare che eventuali ulteriori servizi erogati dalle imprese di trasporto, i c.d. servizi opzionali, 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, opportunamente enucleati dai costi del servizio di trasporto, ed essere determinate in modo oggettivo, trasparente ed applicate in maniera non discriminatoria direttamente ai beneficiari del servizio.
- 17.4 Con riferimento ai servizi di trasporto ricompresi nell’ambito del collegamento virtuale per la Regione Sardegna di cui al dPCM 10 settembre 2025, una visione organica del loro trattamento sarà ricompresa nel DCO finale del 7PRT, anche in base agli esiti del DCO 135/2026/R/GAS.

S 17. 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, inteso come servizio continuo su base annuale, articolata in corrispettivi di capacità (*C_{Pe}* e *C_{Pu}*) e corrispettivi di *commodity* (*CV_U* e *CV_{FC}*), con corrispettivi unitari espressi con riferimento a un metro cubo standard di gas alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15° C.

S 18. 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 al servizio di trasporto da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità (quota *capacity*)

- 19.1 In coerenza con il 6PRT, l’Autorità intende confermare il principio secondo cui le tariffe di trasporto applicate alla capacità siano finalizzate, in generale, al recupero delle seguenti voci che concorrono alla determinazione dei ricavi di riferimento:
- 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, nonché l’eventuale incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate;
 - ammortamenti economico - tecnici;
 - costi sostenuti per il servizio di bilanciamento operativo del sistema.
- 19.2 Inoltre, l’Autorità intende confermare le previsioni relative al trattamento dei ricavi di scostamento e in particolare la previsione secondo cui, al fine di assicurare stabilità tariffaria, i ricavi *RSC* eccedenti la soglia del 5% dei ricavi attribuiti alla quota *capacity* siano considerati ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari di capacità relativi all’anno $t+1$.
- 19.3 Nel *focus group* dell’11 marzo 2026 è stato proposto di mantenere la ripartizione *capacity-commodity* fissa nell’ambito del periodo di regolazione, o comunque all’interno di un intervallo di valori predefiniti (*floor/cap*). Tuttavia, si ritiene che una tale proposta rischierebbe di rendere inefficace il principio di cui al precedente punto 19.1, ossia quello del recupero dei costi di capitale mediante corrispettivi di capacità e dei costi operativi e di sistema mediante corrispettivi variabili, e pertanto l’Autorità non ritiene opportuno dare seguito a tale proposta.
- 19.4 Per quanto riguarda i *driver* per il dimensionamento dei corrispettivi di capacità, si rimanda ai successivi capitoli 20 e 21 sulla metodologia tariffaria.

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

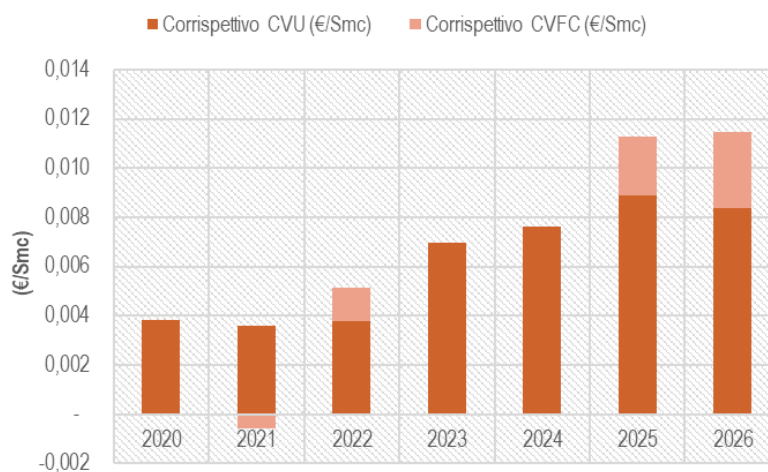
- 19.5 Con riferimento alla quota *commodity*, si ritiene opportuno confermare l’applicazione di una componente applicata ai volumi trasportati a copertura dei costi operativi e di costi variabili, che sia:
- destinata, in generale, alla copertura dei costi operativi riconosciuti che, anche tenendo conto dei criteri ROSS, è rappresentata dal costo operativo riconosciuto o dalla quota *fast money*, dai costi relativi al sistema di *Emission Trading*, e dai costi per l’approvvigionamento dei quantitativi di energia a copertura di autoconsumi, perdite e GNC;
 - 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).

- 19.6 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:
- ai fini della determinazione dei corrispettivi per l’anno 2028, i volumi relativi all’anno 2026;
 - 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

- 19.7 L’Autorità intende confermare l’applicazione di un corrispettivo complementare variabile CV_{FC} finalizzato al bilanciamento dei ricavi ammessi dei gestori, aggiornato con cadenza annuale; in particolare, tale corrispettivo sarebbe:
- destinato alla compensazione delle somme, di competenza dell’anno $t-2$, relative:
 - al Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto (cfr. punto 25.9 e ss.);
 - al Fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto (cfr. punto 25.11 e ss.);
 - al Conguaglio delle partite relative al GNC (cfr. punto 13.13);
 - al Conguaglio delle partite relative alle perdite fisiche sulla rete (cfr. punto 13.13);
 - al Conguaglio dell’acconto sui ricavi ammessi (cfr. punto 25.2), fatto salvo quanto proposto ai successivi punti 25.3 e ss.;
 - al Conguaglio derivante dal *tariff decoupling* per la compensazione dei ricavi ammessi definiti *ex post* secondo i criteri, fatto salvo quanto proposto ai successivi punti 25.3 e ss.;
 - applicato ai quantitativi prelevati nei punti di uscita dalla rete di trasporto corrispondenti ai punti di riconsegna (al netto quindi dei punti di uscita transfrontalieri) 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 ;
 - dimensionato sulla base dei quantitativi di gas naturale prelevati dalla rete nei punti di uscita verso impianti di stoccaggio e nei punti di riconsegna (al netto delle uscite nei punti transfrontalieri).
- 19.8 A partire dall’anno tariffario 2024, il perimetro delle somme che il CV_{FC} deve recuperare si è ampliato (in particolare, si sono aggiunte le voci legate agli acconti e al *tariff decoupling* del ROSS), comportando una maggiore volatilità del corrispettivo, che negli ultimi due anni ha subito un incremento (Figura 3), esacerbato dal decremento dei volumi utilizzati per il dimensionamento dei corrispettivi variabili.

Figura 3 - Andamento dei corrispettivi variabili



- 19.9 Al riguardo, si evidenzia inoltre che l’Autorità, in sede di determinazione dei corrispettivi tariffari per gli anni 2025 e 2026, ha ritenuto opportuno dimensionare il corrispettivo CV_{FC} per diluire nel tempo, su un orizzonte pluriennale, le partite economiche da recuperare, e ridurre l’impatto tariffario (cfr. deliberazioni 216/2024/R/GAS e 215/2025/R/GAS). Ciò ha generato, nel triennio 2025-2027, uno scoperto nel Conto oneri trasporto istituito presso la CSEA.
- 19.10 Nel corso del *focus group* dell’11 marzo 2026, è emersa tra l’altro l’esigenza di:
- migliorare la trasparenza dei dati sottostanti il CV_{FC} , definendo più chiaramente quali sono gli importi che il corrispettivo deve recuperare e i *driver* per il suo dimensionamento;
 - valutare limiti massimi agli importi che la componente CV_{FC} deve recuperare, prevedendo un meccanismo automatico e non discrezionale di recupero degli importi per più anni, nel caso in cui venga superata una certa soglia.
- 19.11 L’Autorità, inoltre, anche tenendo conto delle osservazioni emerse nel *focus group*, intende introdurre correttivi per limitare eccessive oscillazioni tariffarie annuali e stabilizzare nel tempo il livello del corrispettivo CV_{FC} , prevedendo di:
- continuare a dare conto, in sede di determinazione dei corrispettivi tariffari, di tutti i dati e le informazioni utilizzate per il dimensionamento di tale corrispettivo;
 - tener conto, in sede di determinazione dei corrispettivi tariffari di ciascun anno t , non solo delle esigenze di gettito per la compensazione dei fattori correttivi e dei conguagli di competenza dell’anno $t-2$, dei ricavi ammessi dell’anno $t-2$, e degli acconti dei ricavi ammessi sull’anno $t-1$, ma anche delle stime delle eventuali esigenze di gettito già note per le compensazioni di fattori correttivi e conguagli degli anni successivi al $t-2$;
 - valutare in ciascun anno tariffario, l’opportunità di diluire nel tempo, su un orizzonte biennale o triennale, le esigenze di compensazione che inducano ad una variazione (positiva o negativa) del corrispettivo CV_{FC} rispetto all’anno precedente superiore al 30%.

S 19. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity – commodity.

S 20. Osservazioni in merito alla determinazione del corrispettivo CV_{FC}.

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

- 20.1 Nel 6PRT l’Autorità ha modificato la ripartizione *entry-exit* rispetto alla ripartizione in vigore nel 5PRT, portandola da 28/78 a 25/75. La ripartizione *entry-exit* è stata determinata a partire da una ripartizione simmetrica (50/50) e attribuendo agli *exit* anche una quota della c.d. *overcapacity* ai punti di entrata (che può essere considerata alla stregua di un costo per la sicurezza del sistema), tenendo quindi conto del livello di utilizzo registrato negli ultimi anni della capacità di trasporto associata ai punti di entrata, che tipicamente presentano una capacità massima superiore rispetto all’effettivo utilizzo. L’Autorità, in sede di adozione dei criteri per il 6PRT, aveva inoltre prospettato, considerata l’incertezza delle dinamiche future, l’opportunità di una ulteriore revisione della ripartizione *entry/exit* per tenere conto delle evidenze storiche più recenti.
- 20.2 In generale, anche in un’ottica di stabilità e certezza regolatoria, l’Autorità è orientata a confermare la ripartizione simmetrica e l’attribuzione agli *exit* dei costi di rete regionale e della quota di *overcapacity* agli *entry*, valutata sulla base dei dati di utilizzo della rete di trasporto degli ultimi anni, per ottenere un riferimento utile a determinare la ripartizione *entry/exit*. Tale misura risulta infatti coerente con l’obiettivo di garantire la competitività dell’approvvigionamento di gas naturale sul mercato nazionale e di ridurre gli effetti distorsivi degli scambi transfrontalieri 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.
- 20.3 Il livello di utilizzo registrato negli anni termici da 2022-2023 a 2024-2025 della capacità di trasporto associata alle infrastrutture ai punti di entrata, inteso come la massima capacità giornaliera utilizzata in ciascun punto di entrata della rete nazionale di gasdotti, esclusi i siti di stoccaggio, rispetto alla capacità tecnica, è compreso tra il 50% e il 55%, con una conseguente *overcapacity* pari a 50%-45%; rispetto ai livelli del precedente periodo di regolazione (60%-70%) il livello di utilizzo è diminuito sia per l’aumento della capacità disponibile ai punti di entrata sia per la diminuzione delle importazioni conseguente al calo dei consumi di gas. Sulla base della metodologia utilizzata per definire la ripartizione *entry/exit* nel 6PRT, che attribuisce ai punti di entrata una quota di ricavo pari al 50% dei ricavi di rete nazionale, e ai punti di uscita una quota di ricavo pari alla somma del 50% dei ricavi di rete nazionale, la quota di ricavi associata all’*overcapacity*, e il 100% dei ricavi di rete regionale, risulterebbe attribuibile agli *entry* una quota di ricavo complessiva di poco inferiore al 20%, attribuendo il resto agli *exit*.

- 20.4 Tuttavia, in una prospettiva sistemica, risulta parimenti opportuno tenere conto dell'obiettivo di minimizzare – per quanto possibile – gli impatti sui punti di uscita, che sono già stati interessati negli ultimi anni da un aumento medio annuo pari a circa il 15% nel periodo 2023-2026. Pertanto, pur confermando in termini generali il criterio di attribuzione agli *exit* della quota di ricavi associata all'*overcapacity* e determinando tale quota sulla base dei dati più aggiornati, potrebbe essere valutata una ripartizione *entry-exit* compresa tra quella attuale (25/75) e una che attribuisce una inferiore quota di ricavi ai punti di entrata, comunque non oltre 20/80. In tal senso, l'Autorità ritiene che una soluzione che coniughi le indicazioni risultanti dal criterio dell'*overcapacity* agli *entry* con la necessità di garantire stabilità tariffaria evitando eccessivi aumenti dei corrispettivi di uscita potrebbe essere una ripartizione 23/77, che consentirebbe peraltro di assorbire eventuali sconti (cfr. punti 21.11 e ss.) senza comportare un aumento degli altri corrispettivi di entrata.
- 20.5 È importante ricordare, infine, che alcuni orientamenti dell'Autorità del DCO 135/2026/R/GAS implicano una modifica della ripartizione *entry-exit* (cfr. in particolare il punto 10.14) nel senso di una maggiore quota dei ricavi (comprensivi di quelli finalizzati al recupero dei costi del collegamento virtuale) da attribuire ai punti di uscita e, pertanto, la decisione finale sulla ripartizione *entry/exist* terrà conto anche degli esiti del DCO 135/2026/R/GAS.

S 21. Osservazioni in merito alla ripartizione entry-exit.

21. Metodologia dei prezzi di riferimento

- 21.1 La metodologia dei prezzi di riferimento individua i criteri per la determinazione dei corrispettivi di trasporto applicati alla capacità prenotata.
- 21.2 Anche in un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, l'Autorità intende confermare per il 7PRT 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 ripartizione *entry/exist* prospettata nel precedente Capitolo 20, fatti salvi gli esiti del DCO 135/2026/R/GAS.

Quadro regolatorio vigente

- 21.3 Fin dal 2020 l'Autorità ha implementato la metodologia della distanza ponderata per la capacità considerando, come *driver* di costo della capacità, la 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, effettuata dalle imprese di trasporto sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento di presentazione della proposta tariffaria, e soggetta ad approvazione da parte dell'Autorità, deve includere anche le previsioni relative ai conferimenti:
- a) di capacità infrannuale, tenuto conto del riproporzionamento su base annua nonché del livello dei coefficienti moltiplicativi (cfr. punto 22.1 e ss.);

b) di capacità interrompibile, tenuto conto del relativo sconto applicato.

21.4 Per quanto riguarda il *driver* di costo della distanza, invece, questo è calcolato come:

- a) 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;
- b) 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.

21.5 Nei criteri attualmente in vigore per il 6PRT è inoltre previsto 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 di 6 aree di prelievo (coerenti con gli ambiti della distribuzione), 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.

21.6 Rispetto ai corrispettivi come risultanti dalla metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità, sono applicati alcuni aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto:

- a) ai punti di riconsegna è applicato un meccanismo di equalizzazione che, a partire dai corrispettivi specifici di ciascuna area, determina due corrispettivi, uno per ciascun *cluster* di distanza dalla rete nazionale dei gasdotti (entro/oltre 15 chilometri);
- b) ai punti di entrata da e di uscita verso impianti di stoccaggio è applicato un meccanismo di equalizzazione che, a partire dai corrispettivi specifici per impianto di stoccaggio, determina un unico corrispettivo di entrata, applicato a tutti i punti di entrata da impianti di stoccaggio, e un unico corrispettivo di uscita, applicato a tutti i punti di uscita verso impianti di stoccaggio;
- c) uno sconto ai corrispettivi di capacità trasporto relativi a impianti di stoccaggio pari al 50%, secondo quanto previsto all'articolo 9 del Codice TAR;
- d) uno sconto al corrispettivo di uscita presso Gela pari al 50%;

- e) un 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 e dall'applicazione degli aggiustamenti di cui ai precedenti punti, sono scalati moltiplicando i rispettivi valori per una costante (c.d. costante moltiplicativa), al fine di garantire la copertura dei ricavi di riferimento in relazione alle capacità previste in conferimento.

Orientamenti dell'Autorità

- 21.7 Per il 7PRT, in sostanziale continuità con il 6PRT, l'Autorità intende confermare la metodologia per la determinazione dei corrispettivi di capacità, nella cornice di riferimento del Codice TAR. Inoltre, è necessario tener conto delle novità introdotte dal regolamento (UE) 2024/1789, in particolare in materia di possibili sconti ai punti di entrata da Gnl e di ulteriori obblighi di trasparenza, nonché degli esiti del DCO 135/2026/R/GAS sul trattamento tariffario delle infrastrutture riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna, che potrebbero portare all'individuazione di una ulteriore eventuale area di uscita Sardegna.
- 21.8 Pertanto, per tutto quanto non specificato di seguito, si intendono confermati i criteri vigenti, come definiti dalla RTTG 6PRT.

Equalizzazione dei corrispettivi di entrata da terminali di Gnl

- 21.9 L'Autorità valuta di introdurre, ai punti di entrata da terminali di Gnl, un meccanismo di equalizzazione che, a partire dai corrispettivi specifici di ciascun terminale di rigassificazione, determina un unico corrispettivo di entrata, applicato a tutti i punti di entrata da terminali di rigassificazione, coerentemente con le previsioni di cui all'articolo 6, paragrafo 4, lettera b)¹⁵, del Codice TAR. Ciò al fine di favorire una gestione integrata dei punti di entrata da Gnl, anche in ragione dell'aumento del loro tasso di utilizzo negli ultimi anni e delle minime differenze tra i corrispettivi, nonché di assicurare una maggiore stabilità del corrispettivo tariffario nel tempo.
- 21.10 L'equalizzazione dei corrispettivi da Gnl non comporterebbe effetti sugli altri corrispettivi di entrata diversi dai punti da Gnl. Rispetto ai corrispettivi approvati per l'anno 2026, a parità delle altre condizioni, il corrispettivo di un possibile "hub Gnl" sarebbe pari a 1,35 €/a/Smc/g (Tabella 6), collocandosi nell'intorno del valore medio dei corrispettivi di *entry* vigenti per il 2026.

¹⁵ Ossia la possibilità di ricorso alla perequazione, per mezzo della quale ad alcuni o a tutti i punti facenti parte di un gruppo omogeneo di punti è applicato lo stesso prezzo di riferimento.

Tabella 6 - Corrispettivi di entrata da Gnl: confronto tra corrispettivi approvati per il 2026 e corrispettivo unico

CP_e (euro/a/Smc/g)		
GNL Panigaglia	1,346334	1,352253
GNL Cavarzere	1,213708	
GNL OLT Livorno	1,580487	
GNL Ravenna	1,141894	
GNL Piombino	1,603790	

Aggiustamenti relativi ai corrispettivi da impianti di Gnl

- 21.11 Nel 6PRT l’Autorità non ha applicato alcuno sconto ai punti di entrata da terminali di rigassificazione. In analogia ai punti di entrata da e per stoccaggio, e in considerazione dei mutati scenari di approvvigionamento del gas naturale, le nuove previsioni del regolamento (UE) 2024/1789 (cfr. articolo 17) prevedono che l’autorità di regolazione possa decidere di applicare uno sconto fino al 100% sulla capacità ai punti di entrata dagli impianti di Gnl al fine di aumentare la sicurezza dell’approvvigionamento, e al fine di aumentare la competitività delle fonti di approvvigionamento di gas tramite Gnl.
- 21.12 L’opportunità di applicare tale sconto è emersa nel corso del *focus group* dell’11 marzo 2026, dove è stato evidenziato come tale misura potrebbe rendere più competitivo il costo di approvvigionamento del Gnl per il sistema italiano, con conseguenti benefici a livello di efficienza complessiva nell’approvvigionamento del gas e di rafforzamento della sicurezza dell’offerta. Ciononostante, l’applicazione di uno sconto ai punti di entrata da Gnl determinerebbe, rispetto alla situazione attuale e a parità di tutte le altre condizioni, un incremento di tutti gli altri corrispettivi di entrata. A titolo di esempio, uno sconto pari al 50% comporterebbe un incremento stimato pari a +8% rispetto al livello dei corrispettivi vigenti nel 2026.
- 21.13 Tenuto conto di quanto sopra, l’Autorità ritiene opportuno procedere ad ulteriori approfondimenti sull’opportunità di applicazione di uno sconto ai punti di entrata da Gnl, anche in considerazione delle conseguenze relative al livello degli altri corrispettivi di entrata.

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 dei corrispettivi (c.d. *rescaling*).
- 21.15 Rispetto alle attuali modalità di riproporzionamento dei corrispettivi unitari di capacità, che prevedono l’applicazione di una costante moltiplicativa ai corrispettivi determinati in esito alla metodologia, è possibile valutare l’applicazione di una costante additiva, come anche emerso nel corso dell’incontro dell’11 marzo 2026. Tale costante verrebbe determinata come il rapporto tra la

differenza tra i ricavi complessivi da recuperare e i ricavi che verrebbero recuperati applicando gli aggiustamenti (a regole vigenti, solo lo sconto agli stoccaggi), e le capacità totali previste in conferimento; la costante così ottenuta verrebbe quindi sommata ai corrispettivi unitari. La modalità di riproporzionamento con la costante additiva tende ad attenuare le differenze tra i corrispettivi e, generalmente, non preserva i rapporti relativi dei corrispettivi, come invece accade con una costante moltiplicativa.

- 21.16 Un diverso sistema di riproporzionamento avrebbe un effetto sui corrispettivi di entrata e di uscita; in particolare, tale soluzione, non consentendo di tener conto dei *driver* di distanza e capacità ai fini del *rescaling*, comporterebbe una minore *cost reflectivity*, attenuando le differenze tra i corrispettivi, in particolare tra i corrispettivi dai punti da Sud, tradizionalmente più elevati, e quelli da Nord; tale soluzione rischia inoltre di essere costosa per il sistema nel suo complesso, poiché implica un aumento dei corrispettivi dai punti di entrata da cui transita il gas che maggiormente influenza la formazione del prezzo al PSV (ossia il gas importato dagli *hub* europei e il Gnl) e dai punti di entrata da stoccaggio, che garantiscono la flessibilità del sistema.

S 22. Osservazioni in merito agli aggiustamenti alla metodologia CWD.

Stabilità dei corrispettivi di capacità

- 21.17 L’Autorità ritiene che possano essere valutate misure per ridurre la variabilità dei corrispettivi da un anno all’altro, anche tenendo conto di quanto emerso dal *focus group* dell’11 marzo 2026.
- 21.18 La metodologia tariffaria vigente nel 6PRT comporta una variabilità dei corrispettivi di capacità che deriva, oltre che dal livello dei ricavi di riferimento, anche dall’andamento delle capacità previste in conferimento utilizzate come *driver*. Da un lato, l’utilizzo di tale *driver* consente di intercettare mutamenti dell’utilizzo della rete di trasporto da parte degli utenti, adeguando di conseguenza i corrispettivi tariffari sulla base delle previsioni di impegno di capacità di trasporto. Dall’altro, come richiamato, determina una certa variabilità nei corrispettivi, sia in relazione ai loro rapporti relativi, sia rispetto al loro livello complessivo.
- 21.19 Una maggiore stabilità tariffaria potrebbe essere indotta da una maggiore rigidità della metodologia, ad esempio attraverso l’utilizzo, come *driver* di costo di capacità ai fini della ponderazione della distanza nell’ambito della metodologia CWD (ma non ai fini del *rescaling* dei corrispettivi di cui ai punti 21.14 e ss.):
- a) della c.d. capacità tecnica in luogo di quella prevista in conferimento; ciò indurrebbe una stabilizzazione dei rapporti relativi tra i corrispettivi di *entry*, non più esposti ai mutamenti degli utilizzi della rete tra gli utenti, ma porterebbe ad un’allocazione dei costi in funzione della capacità tecnica, e non della capacità che si prevede sarà utilizzata; la conseguenza sarebbe che i costi di trasporto dei punti di entrata/uscita con un livello di utilizzo inferiore

ricadrebbero, in misura maggiore, sui punti di uscita/entrata geograficamente più distanti;

- b) di capacità previste in conferimento fisse all'interno del periodo regolatorio, sulla base delle ultime evidenze a consuntivo o delle migliori previsioni medie dell'utilizzo della rete nel periodo regolatorio; ciò assicurerebbe una stabilità dei corrispettivi all'interno del periodo regolatorio, ma un'allocatione dei costi non coerente con i reali utilizzi previsti della rete;
- c) capacità di trasporto effettivamente conferite nell'ultimo anno disponibile ($t-2$), in coerenza con il *driver* di volumi rilevante per il corrispettivo variabile; tale *driver* assicurerebbe flessibilità della metodologia nell'allocare costi in funzione dei reali utilizzi, ma riflettendo l'utilizzo di due anni precedenti rispetto all'anno tariffario, che può risultare superato in una situazione di forte variabilità delle fonti di approvvigionamento.

21.20 Stanti le valutazioni sopra rappresentate, l'Autorità ritiene che la flessibilità della metodologia tariffaria nell'allocare i costi di trasporto in funzione degli utilizzi della rete previsti sia un valore da preservare, anche a scapito di una minore stabilità dei corrispettivi. Al riguardo, si ritiene tuttavia opportuno, come evidenziato ai punti 21.21 e ss., assicurare maggiore trasparenza nella stima delle capacità previste in conferimento, supportate sia da evidenze storiche sia da assunzioni sull'andamento futuro dei flussi di gas e delle capacità.

S 23. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento.

Trasparenza del driver tariffario per la determinazione dei corrispettivi di capacità

- 21.21 L'Autorità, anche tenendo conto di quanto emerso nel corso del *focus group* dell'11 marzo 2026, ritiene opportuno valutare misure per incrementare la trasparenza con cui viene determinato il valore di capacità prevista in conferimento quale *driver* tariffario per la determinazione dei corrispettivi di capacità, anche al fine di migliorare la prevedibilità dei corrispettivi; in particolare, è emersa la necessità di migliorare la prevedibilità dei corrispettivi, ampliando le informazioni a disposizione degli utenti.
- 21.22 Di conseguenza, l'Autorità intende ampliare il novero delle informazioni sottostanti le determinazioni dei corrispettivi che l'impresa maggiore di trasporto deve rendere disponibili. Si ritiene opportuno che tali informazioni includano anche, in caso di conferma dell'utilizzo della capacità prevista in conferimento quale *driver* tariffario (cfr. punti 21.18 e ss.), le assunzioni alla base delle stime di capacità in entrata e in uscita (inclusi maggiori dettagli sui conferimenti di tipo infrannuale e sul livello di moltiplicatore applicato, rilevante ai fini della determinazione del *driver*, nonché sull'eventuale capacità interrompibile e relativo livello di sconto), nonché i dati e il modello previsivo sottostante tali stime, anche per i 4 anni successivi all'anno tariffario.
- 21.23 Laddove possibile, tali informazioni devono essere riconciliabili con quelle pubblicamente disponibili agli utenti da altre fonti rilevanti (es. portale JARVIS dell'impresa maggiore di trasporto, *Transparency Platform* di ENTSOG).

21.24 Tutti i dati e le informazioni utilizzate per la stima dovranno essere pubblicati dall'impresa maggiore di trasporto, in sede di ottemperanza agli obblighi di trasparenza di cui al Codice TAR.

Prevedibilità dei corrispettivi

21.25 L'Autorità ritiene che possano essere valutate misure per migliorare, oltre alla stabilità dei corrispettivi da un anno all'altro, anche più specificatamente la prevedibilità, anche tenendo conto di quanto emerso dal *focus group* dell'11 marzo 2026.

21.26 In particolare, i criteri tariffari vigenti nel 6PRT prevedono che, entro il 30 aprile di ogni anno, l'impresa maggiore trasmetta all'Autorità un modello tariffario che permetta di calcolare le tariffe di trasporto applicabili per il periodo tariffario successivo e di stimarne la possibile evoluzione oltre tale periodo, unitamente alle informazioni relative ai punti di entrata e di uscita della rete di trasporto, sconti, distanze e volumi di gas naturale immessi nella rete di trasporto nell'anno precedente, nonché le capacità previste in conferimento nell'anno successivo e nei restanti anni del periodo di regolazione, con riferimento all'intero perimetro della rete di trasporto, anche sulla base dei dati relativi alle altre imprese di trasporto (cfr. comma 37.4 della RTTG 6PRT).

21.27 L'Autorità ritiene opportuno prevedere che il modello trasmesso e pubblicato dall'impresa maggiore di trasporto sia ampliato, in modo da permettere una migliore previsione dell'andamento dei corrispettivi, includendo, per i 5 anni successivi: (i) un affinamento delle previsioni delle capacità previste in conferimento (o, se deciso diversamente, della capacità previste come *driver*), che dovranno essere coerenti con le ipotesi sottostanti le analisi di scenario ai fini dei Piani e includere una parte di motivazione di tali ipotesi; (ii) l'evoluzione prevista dei ricavi regolati determinati secondo i criteri vigenti, sulla base degli investimenti programmati nei Piani, suddivisa tra ricavi da recuperare mediante corrispettivi applicati alla capacità, e ricavi da recuperare mediante corrispettivi variabili.

Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento

21.28 La metodologia dei prezzi di riferimento deve essere conforme alle disposizioni dell'articolo 17 del regolamento (UE) 2024/1789, nonché rispettare i seguenti requisiti di cui all'articolo 7 del Codice TAR:

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

- e) garantire che i prezzi di riferimento risultanti non distorcano gli scambi transfrontalieri.

21.29 Si ritiene che la metodologia rappresentata nel presente DCO, in sostanziale continuità con quella vigente, 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 17 febbraio 2023, recante “*Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Italy*” di valutazione del DCO 502/2022/R/GAS per il 6PRT. Con riferimento agli aspetti che distinguerebbero la metodologia proposta nella presente consultazione rispetto alla metodologia vigente per il 6PRT:

- a) l’equalizzazione dei corrispettivi di entrata da terminali di rigassificazione risponde all’esigenza di assicurare neutralità negli approvvigionamenti da Gnl, divenuti preponderanti negli ultimi anni, e non ha alcun effetto sugli altri corrispettivi;
- b) l’eventuale sconto alle tariffe di trasporto applicate ai punti di entrata da terminali di rigassificazione Gnl, su cui l’Autorità si riserva di condurre ulteriori approfondimenti, sarebbe finalizzato a promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti e la concorrenzialità delle fonti di importazione coerentemente con le disposizioni del regolamento (UE) 2024/1789;
- c) l’eventuale diverso riproporzionamento dei corrispettivi di capacità avrebbe l’obiettivo di ridurre le differenze tra i corrispettivi di *entry*, anche alla luce del diverso utilizzo delle infrastrutture di trasporto rispetto al 6PRT.

22. Moltiplicatori, fattori stagionali e capacità interrompibile

22.1 L’Autorità è orientata a confermare la disciplina dei moltiplicatori disciplinati dalla Tabella 6 della RTTG 6PRT (riportati nella successiva Tabella 7), anche al fine di incentivare conferimenti di maggior durata e favorire un utilizzo dell’infrastruttura anche in periodi non di punta dei consumi. Si ricorda, per completezza, che i coefficienti vigenti sono applicati, in caso di conferimenti infrannuali di capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, anche al corrispettivo *CM* riproporzionato su base giornaliera.

Tabella 7: Livello dei moltiplicatori in vigore per il 6PRT

Prodotto di capacità infrannuale	Moltiplicatore					
	Punti di entrata transfrontalieri	Punti di uscita transfrontalieri	Punti di riconsegna termoelettrici	Punti di riconsegna industriali	Punti di riconsegna city gate	Altri punti di uscita / riconsegna
Semestrale	1,1	1,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Trimestrale	1,2	1,2	1,85	1,2	n.d.	n.d.
Mensile	1,3	1,3	2 ⁽¹⁾	1,3	n.d.	n.d.
Giornaliero	1,5	1,5	7 ⁽¹⁾	1,7	⁽²⁾	n.d.
Infragiornaliero	1,5	1,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

“n.d.”: Prodotto di capacità infrannuale non disponibile.

(1) Disciplinato nell'ambito della deliberazione 512/2017/R/GAS, punto 1, lettere b) e c).

(2) Cfr. Criterio di calcolo di cui al comma 15.2. Ai sensi del comma 4.1 della deliberazione 72/2023/R/GAS, in prima applicazione, per il periodo 1° ottobre 2023 – 30 settembre 2024 il coefficiente moltiplicativo è posto uguale a 4.

- 22.2 In tale ambito, si rappresenta l’opportunità di aggiornare la tabella sopra riportata per renderla coerente con i prodotti infrannuali di capacità attualmente offerti o che potrebbero essere offerti in futuro a seguito dell’implementazione delle nuove regole europee in materia di allocazione della capacità. Al riguardo, si evidenzia che il Regolamento (UE) 2017/459 (c.d. CAM NC - *Network Code on Capacity Allocation Mechanisms*) relativo ai meccanismi di allocazione della capacità nei sistemi di trasporto del gas, infatti, è attualmente in fase di revisione con lo scopo principale di aumentare la flessibilità nell’offerta della capacità di trasporto. Tra le varie proposte è in esame la possibilità di introdurre un nuovo prodotto di capacità denominato “*Balance of the Month*” (corrispondente alla capacità che può essere richiesta da un utente della rete per tutti i giorni gas rimanenti in uno specifico mese di calendario) con uno specifico moltiplicatore. In linea con i criteri adottati per la definizione dei vari moltiplicatori per i prodotti infrannuali, il moltiplicatore per il prodotto BoM dovrebbe essere più alto di quello mensile e più basso di quello giornaliero. Nel caso in cui l’introduzione del nuovo prodotto *Balance of the Month* dovesse essere confermato, a seguito dell’approvazione della nuova versione del CAM NC, si propone l’applicazione di un moltiplicatore pari a 1,4 per i punti di entrata e i punti di uscita transfrontalieri.
- 22.3 Inoltre, con il documento per la consultazione 118/2026/R/GAS l’Autorità ha prospettato modifiche della deliberazione 137/02 al fine di estendere i conferimenti infrannuali a tutti i punti di entrata; in particolare: 1) punti di entrata da produzione nazionale; 2) punti di entrata da produzioni di biometano; 3) punti di entrata da impianti di stoccaggio del GNL rientranti nella fattispecie di cui al decreto legislativo 257/16, articolo 10, per l’immissione nella rete di trasporto nazionale di quantitativi di gas naturale di *boil-off* generato dal medesimo impianto; 4) punti di entrata da impianti di stoccaggio del GNL che non svolgono il servizio di rigassificazione come attività caratteristica e prevalente; 5) ai punti di entrata da reti di distribuzione/altre reti di trasporto.

- 22.4 Infine, con particolare riferimento ai punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, fin dalla deliberazione 336/2016/R/GAS, con la quale è stato avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso tali punti di riconsegna, l’Autorità ha evidenziato che il principio seguito per la valorizzazione dei moltiplicatori per i prodotti infrannuali è quello della copertura dei costi riconosciuti per il servizio di trasporto, con sostanziale mantenimento dell’equilibrio del contributo tra le diverse tipologie di utenza (termoelettrici, industriali e civili), senza alterazione dell’equilibrio nella ripartizione dei costi di trasporto tra le diverse tipologie di utenza servite dai punti di riconsegna. Ciononostante, l’Autorità ritiene opportuno avviare specifici approfondimenti finalizzati ad una eventuale revisione della valorizzazione dei moltiplicatori per i prodotti infrannuali ai punti di riconsegna industriali e termoelettrici, al fine di verificarne la congruità dei valori alla luce delle mutate condizioni del mercato.
- 22.5 L’Autorità intende pertanto tener conto degli aspetti sopra evidenziati in sede di determinazione del livello dei moltiplicatori per il 7PRT, e valutare, attraverso specifici approfondimenti, l’opportunità di una revisione dei moltiplicatori applicati ai punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica e clienti industriali.

Coefficiente moltiplicativo k

- 22.6 Alle capacità conferite su base giornaliera nei punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione ai sensi del comma 3.3 della deliberazione 147/2019/R/GAS (c.d. conferimenti impliciti di capacità), si applica il corrispettivo unitario di capacità CP_u relativo ai punti di uscita aventi distanza dalla rete nazionale maggiore di 15 km riproporzionato su base giornaliera, moltiplicato per un coefficiente moltiplicativo k di cui all’articolo 15 della RTTG 6PRT, pari a:

$$k = 365 \cdot \alpha \cdot \frac{\sum_i CTC_{PdRi}}{\sum_i CA_{PdRi}}$$

dove:

- CTC_{PdRi} è la capacità convenzionale dei PdR con conferimento giornaliero di cui alla deliberazione 147/2019/R/GAS dell’*i-esimo* impianto di distribuzione, calcolata sulla base del criterio di cui al comma 3.1, lettera a), della medesima deliberazione;
 - CA_{PdRi} è il consumo annuo dei PdR con conferimento giornaliero di cui alla deliberazione 147/2019/R/GAS dell’*i-esimo* impianto di distribuzione;
 - α è pari a 0,98, valore che tiene conto della distribuzione dei prelievi cui si applicano i conferimenti giornalieri di capacità tra i punti di uscita aventi distanza maggiore ovvero inferiore a 15 chilometri dalla rete nazionale e dei corrispettivi applicabili agli stessi.
- 22.7 Il valore di k è calcolato annualmente dall’impresa maggiore di trasporto prendendo a riferimento i dati relativi all’ultimo anno termico disponibile e

arrotondato alla prima cifra decimale, è comunicato nell'ambito della proposta tariffaria e applicato a decorrere dall'anno termico successivo alla data di approvazione del coefficiente.

- 22.8 Nel *focus group* dell'11 marzo 2026 le associazioni hanno evidenziato come le modalità di determinazione del moltiplicatore k non siano facilmente replicabili, e hanno chiesto una maggiore trasparenza relativamente alle componenti che concorrono alla definizione del valore.
- 22.9 Di conseguenza, l'Autorità intende prevedere che i dati e le informazioni rilevanti per la determinazione del valore del coefficiente k siano ricomprese nel novero delle informazioni che l'impresa maggiore di trasporto deve rendere pubblicamente disponibili contestualmente all'ottemperanza agli obblighi di trasparenza di cui al Codice TAR.

Fattori stagionali e capacità interrompibile

- 22.10 L'Autorità, in continuità con i criteri attualmente vigenti, non ritiene necessaria l'introduzione di fattori stagionali e ritiene opportuno confermare la regolazione vigente in relazione allo sconto per la capacità interrompibile.

S 24. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali, in particolare in merito alla maggiore trasparenza del coefficiente k .

PARTE V
DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL
TRASPORTO

23. Articolazione tariffaria del servizio di misura

Quadro regolatorio vigente

- 23.1 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, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno, 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;
 - ii. le capacità previste in conferimento nei punti di riconsegna della rete di trasporto;
 - b) il corrispettivo CM_{CF}^{pdr} a copertura dell'attività di *metering* sui punti di riconsegna dei clienti finali, espresso in euro/punto di riconsegna/anno, applicato ai punti di riconsegna che alimentano clienti finali, la cui titolarità dell'impianto di misura è in capo all'impresa di trasporto; tale corrispettivo è differenziato secondo le seguenti classi di portata dell'impianto di misura (Qero):
 - i. $Qero \leq 16 \text{ Smc/h}$;
 - ii. $16 \text{ Smc/h} < Qero \leq 65 \text{ Smc/h}$;
 - iii. $65 \text{ Smc/h} < Qero \leq 200 \text{ Smc/h}$;
 - iv. $200 \text{ Smc/h} < Qero \leq 4.000 \text{ Smc/h}$;
 - v. $Qero > 4.000 \text{ Smc/h}$.
- 23.2 Il corrispettivo CM_{CF}^{pdr} è stato definito per il primo anno del 6PRT, e aggiornato annualmente per tenere conto esclusivamente delle variazioni dell'Indice di rivalutazione del capitale rilevato *ex ante* ai sensi del comma 16.3 del TIROSS.
- 23.3 Inoltre, ai punti di riconsegna per i quali la titolarità dell'impianto di misura è stata acquisita dall'impresa di trasporto, a decorrere dall'anno 2022, tramite cessione da parte dei clienti finali, il corrispettivo CM_{CF}^{pdr} è applicato in misura pari al 50% per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione.

Orientamenti dell'Autorità

- 23.4 L'Autorità intende confermare le modalità di determinazione e applicazione del corrispettivo CM_T a copertura delle attività di *meter reading* e di *metering* nella diretta responsabilità dell'impresa di trasporto.

- 23.5 Con riferimento al corrispettivo CM_{CF}^{pdr} , occorre premettere quanto segue. Per il 6PRT, il corrispettivo è stato definito con l'obiettivo di rispecchiare in modo per quanto possibile puntuale i costi sottostanti il servizio. Per gli impianti di portata maggiore, tali costi sono stati stimati anche sulla base delle informazioni rese dalle imprese di trasporto in merito ai costi medi di installazione e manutenzione dei misuratori; per gli impianti di misura di classe inferiore (fino a 250 Smc/h), tipici dei punti di riconsegna sulla rete di distribuzione, il corrispettivo è stato definito tenendo conto del valore medio, per i diversi ambiti tariffari, della componente della distribuzione tI_{mis} a copertura dei costi di misura. Il valore del corrispettivo per le diverse classi di misuratori è stato determinato nel primo anno del periodo di regolazione e aggiornato negli anni successivi per tener conto del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 23.6 Con riferimento ai misuratori di classe inferiore, i valori aggiornati della componente tI_{mis} nel periodo 2024-2026 sono sostanzialmente equiparabili a quelli dei rispettivi corrispettivi CM_{CF}^{pdr} . Per i misuratori di classe superiore, occorre rilevare che dalle informazioni trasmesse dalle imprese di trasporto nell'ambito del procedimento di revisione dei criteri tariffari per il 7PRT, emerge una significativa eterogeneità nei dati di costo; inoltre, diversi impianti sono attualmente in fase di acquisizione da parte delle imprese di trasporto, con il processo di cessione che dovrebbe finalizzarsi entro il 6PRT.
- 23.7 In ragione di tali considerazioni, e in un'ottica di semplicità e stabilità dei corrispettivi, l'Autorità intende prevedere che i corrispettivi CM_{CF}^{pdr} siano determinati, anche per il primo anno del periodo di regolazione (2028), mediante aggiornamento dei corrispettivi dell'anno precedente, ossia aggiornando, tenendo conto della variazione nell'indice di rivalutazione del capitale, i corrispettivi che saranno approvati per l'anno 2027.
- 23.8 Rispetto a quanto sopra proposto, si ritiene comunque utile prevedere altresì una rimodulazione secondo nuove classi di portata, anche al fine di garantire una distribuzione delle classi maggiormente omogenea, e meglio riflettere i differenti requisiti impiantistici e funzionali cui gli impianti di misura devono sottostare, e i conseguenti costi associati. A tal proposito, si ritiene opportuno suddividere le due classi di portata con $Qero$ superiore a 200 Smc/h in due ulteriori classi di portata ciascuna, prevedendo in particolare le seguenti classi di $Qero$ (riferite all'impianto di misura nel suo complesso):
- $Qero \leq 16$ Smc/h;
 - 16 Smc/h < $Qero \leq 65$ Smc/h;
 - 65 Smc/h < $Qero \leq 200$ Smc/h;
 - 200 Smc/h < $Qero \leq 1.200$ Smc/h;
 - 1.200 Smc/h < $Qero \leq 4.000$ Smc/h;
 - 4.000 Smc/h < $Qero \leq 30.000$ Smc/h;
 - $Qero > 30.000$ Smc/h.

- 23.9 La Tabella 8 riporta una stima dei corrispettivi CM_{CF}^{pdr} per l'anno 2026, ricalcolati secondo la suddivisione per classi proposta. La suddivisione delle due classi di portata maggiore è stata effettuata anche sulla base di una stima dei costi sottostanti il servizio, sulla base dei dati disponibili acquisiti dalle imprese di trasporto.

Tabella 8: Corrispettivi di metering

	2026	2026 nuove classi
$Qero \leq 16 \text{ Smc/h}$	31 €	31 €
$16 \text{ Smc/h} < Qero \leq 65 \text{ Smc/h}$	204 €	204 €
$65 \text{ Smc/h} < Qero \leq 200 \text{ Smc/h}$	459 €	459 €
$200 \text{ Smc/h} < Qero \leq 1.200 \text{ Smc/h}$	5.197 €	5.050 €
$1.200 \text{ Smc/h} < Qero \leq 4.000 \text{ Smc/h}$		5.400 €
$4.000 \text{ Smc/h} < Qero \leq 30.000 \text{ Smc/h}$	8.152 €	6.600 €
$Qero > 30.000 \text{ Smc/h}$		10.100 €

- 23.10 L'Autorità intende inoltre confermare la previsione di uno sconto del corrispettivo CM_{CF}^{pdr} , in misura pari al 50% per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione, ai punti di riconsegna per i quali la titolarità dell'impianto di misura sia stata acquisita dall'impresa di trasporto tramite cessione da parte dei clienti finali.

S 25. Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura.

PARTE VI
MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI E CONGUAGLI

24. Perequazione dei ricavi

- 24.1 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.
- 24.2 Per quanto riguarda la perequazione dei ricavi derivanti dall'applicazione 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.
- 24.3 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 $CP_u^N = (CP_u - CP_u^R)$.
- 24.4 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 .
- 24.5 In coerenza con i meccanismi attualmente vigenti, si ritiene opportuno che la perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale sia gestita da CSEA, a valere sul "Conto squilibri perequazione trasporto", ed effettuata su base annuale.
- 24.6 L'Autorità ritiene inoltre opportuno confermare che sia demandata a specifici accordi di ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto 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 26. Osservazioni in merito ai meccanismi di perequazione dei ricavi.

25. Fattori correttivi e conguaglio del *tariff decoupling*

Quadro regolatorio vigente

- 25.1 Con l'introduzione della regolazione ROSS, l'iter di approvazione dei ricavi ammessi delle imprese di trasporto dell'anno t è divenuto più complesso per via del *tariff decoupling*, ossia della differenza tra i ricavi rilevanti per i corrispettivi tariffari (approvati nell'anno $t-1$) e i ricavi ammessi dell'anno t (approvati alla fine dell'anno $t+1$). I tempi di approvazione dei corrispettivi tariffari dettati dal Codice TAR, peraltro, fanno sì che questi due momenti siano molto distanti tra loro, e sia stato pertanto necessario prevedere degli acconti, corrisposti nel corso dell'anno t , che minimizzino la necessità di conguaglio derivante dal *tariff decoupling* nell'anno $t+1$.
- 25.2 Nel 6PRT sono previste tre determinazioni dei ricavi dell'anno t , oltre alla determinazione dei fattori correttivi dei ricavi:
- maggio $t-1$: approvazione dei corrispettivi tariffari, sulla base di ricavi di riferimento determinati considerando dati patrimoniali di preconsuntivo, parametri inflattivi parzialmente stimati, e un WACC per il quale non è stata ancora verificata l'eventuale attivazione del *trigger*;
 - maggio t : approvazione dei ricavi dell'anno t rideterminati con: (i) dati patrimoniali di consuntivo dell'anno $t-1$; (ii) indice di rivalutazione del capitale di consuntivo; (iii) inflazioni per l'aggiornamento dei costi operativi aggiornate con dati di consuntivo e con stime più aggiornate; (iv) eventuale aggiornamento del WACC, per effetto del meccanismo di *trigger*; la differenza tra i ricavi così rideterminati e i ricavi di cui alla precedente lettera a) dà luogo a un acconto sui ricavi ammessi che viene regolato con CSEA in due distinti momenti, entro il 31 luglio e il 31 dicembre del medesimo anno t ;
 - nel corso dell'anno t : ripartizione dei ricavi per riportare i gestori ai propri corrispettivi d'impresa;
 - entro il 15 aprile dell'anno $t+1$: determinazione dei saldi di perequazione regionale da parte di CSEA;
 - maggio $t+1$: calcolo dei fattori correttivi di capacità e del fattore correttivo di *commodity*, in linea di massima¹⁶ derivanti dalla differenza tra i ricavi di cui

¹⁶ Nel dettaglio si tratta di:

- 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), con una franchigia per le variazioni eccedenti +/- 4% rispetto ai volumi di riferimento a consuntivo;
- fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura.

alla precedente lettera a) e il gettito tariffario effettivamente recuperato dai gestori (a correzione quindi del rischio volume a cui sono esposti i corrispettivi tariffari), nonché dei conguagli delle partite derivanti da GNC, perdite e ETS; l'ammontare totale viene regolato con CSEA entro il 31 luglio di ciascun anno;

- f) dicembre $t+1$: determinazione in via definitiva dei ricavi ammessi dell'anno t sulla base dell'inflazione a consuntivo e della spesa effettiva come risultante dai conti annuali separati ai fini *unbundling*, e conseguente conguaglio tra i ricavi di riferimento rilevanti per i corrispettivi tariffari e i ricavi ammessi, regolato con CSEA entro 30 giorni dall'approvazione di questi ultimi da parte dell'Autorità.

Orientamenti dell'Autorità

Aspetti procedurali

- 25.3 L'Autorità intende valutare l'opportunità di semplificare l'*iter* di determinazione dei ricavi di ciascun anno, prevedendo di unificare ove possibile alcune delle fasi sopra descritte.
- 25.4 In particolare, si ritiene che si possa procedere alla rideterminazione dei ricavi di riferimento dell'anno t nel corso del medesimo anno t , e alla conseguente attivazione del meccanismo di acconto sui conguagli del *tariff decoupling*, nel solo caso in cui si verifichi l'attivazione del meccanismo di *trigger* del WACC, con i conseguenti rilevanti impatti sul livello di ricavo. Inoltre, la previsione di conguaglio tra i ricavi di riferimento rilevanti per i corrispettivi tariffari e i ricavi ammessi alle fine dell'anno $t+1$ costituisce un secondo momento correzione del ricavo ammesso, ulteriore rispetto a quello dei fattori correttivi; è pertanto ipotizzabile, nell'ottica di semplificazione amministrativa, un unico momento di correzione del gettito tariffario rispetto al ricavo ammesso.
- 25.5 Conseguentemente, le determinazioni dei ricavi dell'anno t di cui al punto 25.2 si ritiene che possano essere così semplificate:
- a) maggio $t-1$: approvazione dei corrispettivi tariffari, sulla base di ricavi di riferimento determinati considerando dati patrimoniali di preconsuntivo, parametri inflattivi parzialmente stimati, e un WACC per il quale non è stata ancora verificata l'eventuale attivazione del *trigger*;
 - b) maggio t : eventuale approvazione dei ricavi di riferimento dell'anno t in caso di aggiornamento del WACC per effetto del meccanismo di *trigger*, rideterminati per considerare, oltre che (i) il valore aggiornato del WACC, anche: (ii) dati patrimoniali di consuntivo dell'anno $t-1$; (iii) indice di rivalutazione del capitale di consuntivo; (iv) inflazioni per l'aggiornamento dei costi operativi aggiornate con dati di consuntivo e con stime più aggiornate; in tale caso, la differenza tra i ricavi così rideterminati e i ricavi di cui alla precedente lettera a) darebbe luogo all'acconto sui ricavi ammessi, da regolare con CSEA a luglio e a dicembre del medesimo anno t , in coerenza a quanto previsto per il 6PRT;

- c) nel corso dell'anno t : ripartizione dei ricavi per riportare i gestori ai propri corrispettivi d'impresa;
 - d) entro il 15 aprile dell'anno $t+1$: determinazione dei saldi della perequazione regionale;
 - e) dicembre $t+1$: determinazione in via definitiva dei ricavi ammessi dell'anno t sulla base dell'inflazione a consuntivo e della spesa effettiva come risultante dai conti annuali separati ai fini *unbundling*; i ricavi ammessi così determinati, attribuiti *pro quota* alla componente *capacity* e *commodity*, vengono confrontati con il gettito tariffario effettivamente recuperato dai gestori, al netto dei meccanismi perequativi dei ricavi tra le imprese di trasporto (quindi tenendo conto dei corrispettivi di capacità e variabili specifici d'impresa), determinando i fattori correttivi di *capacity*, di *commodity* (mantenendo la franchigia del +/-4% in vigore nel 6PRT) e di misura, che verrebbero regolati con CSEA insieme ai conguagli delle partite derivanti da GNC, perdite e ETS.
- 25.6 Tale soluzione consentirebbe una notevole semplificazione amministrativa, evitando gli acconti se non strettamente necessari e determinando i fattori correttivi in sede di determinazione del già previsto conguaglio del *tariff decoupling*, al fine di riportare i gestori ai loro ricavi ammessi.
- 25.7 Di contro, poiché le partite di fattori correttivi e conguagli di ciascun anno t si chiuderebbero nel mese di dicembre dell'anno $t+1$, il corrispettivo CV_{FC} continuerebbe ad essere determinato, di norma, nel mese di maggio dell'anno $t+1$ a valere dall'anno $t+2$, secondo i criteri rappresentati ai punti 19.7 e ss..

Determinazione dei fattori correttivi dei ricavi

- 25.8 L'Autorità è orientata a confermare l'applicazione dei seguenti meccanismi di copertura dei ricavi:
- a) copertura del rischio associato alle variazioni delle capacità di trasporto conferite rispetto a quelle previste (fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto), sia con riferimento ai corrispettivi di trasporto che a quelli di misura;
 - b) parziale 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).

Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto

- 25.9 Sulla base degli orientamenti illustrati ai precedenti punti 25.4 e ss., l'Autorità è orientata a modificare le modalità applicative del Fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto, che sarebbe determinato, per ciascuna impresa di trasporto, come differenza tra:
- a) la componente di ricavo ammesso approvata in via definitiva dall'Autorità su proposta dell'impresa di trasporto attribuita in *capacity*, una volta disponibili i conti annuali separati *unbundling* a copertura della quota di capacità (ossia

la somma di ricavo a copertura del capitale investito netto, degli incentivi dell'ammortamento e ricavi relativi al servizio di bilanciamento), al netto della quota relativa ai ricavi di scostamento;

- b) 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, e al netto dei meccanismi perequativi tra imprese di trasporto.

25.10 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.

Fattore correttivo dei ricavi di commodity del servizio di trasporto

25.11 Sulla base degli orientamenti illustrati ai precedenti punti 25.4 e ss., l'Autorità è orientata a modificare le attuali modalità applicative del Fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto, che verrebbe determinato, per ciascuna impresa di trasporto, come differenza tra:

- a) la componente di ricavo ammesso approvata in via definitiva dall'Autorità su proposta dell'impresa di trasporto attribuita alla quota *commodity*, ad esclusione dei costi a copertura di autoconsumi, perdite e GNC;
- b) i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi CV_U specifici d'impresa.

25.12 Considerata la maggiore variabilità dello scostamento tra i ricavi ammessi e il gettito tariffario rispetto alla variabilità dello scostamento tra ricavi per la determinazione dei corrispettivi e gettito tariffario, l'Autorità intende confermare la franchigia per l'attivazione del Fattore correttivo dei ricavi di *commodity*, riducendola dal 4% al 3%. Di conseguenza, la correzione dei ricavi attribuiti in *commodity*, al netto di quelli a copertura dei costi relativi ad autoconsumi, perdite e GNC, avverrebbe soltanto in caso di scostamenti tra ricavi ammessi e gettito tariffario superiori al 3%, per la quota eccedente la franchigia stessa.

Fattore correttivo dei ricavi del servizio di misura

25.13 L'Autorità è orientata a modificare le attuali modalità di determinazione del fattore correttivo dei ricavi di misura, che sarebbe pertanto determinato, per ciascuna impresa di trasporto, come differenza tra:

- a) i ricavi ammessi del servizio di misura;
- b) i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi di misura CM_T e CM_{CF}^{pdr} , al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa, e al netto dei meccanismi perequativi tra imprese di trasporto.

25.14 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.

Conguaglio delle partite relative al GNC e alle perdite di rete

25.15 In relazione ai conguagli delle partite relative al GNC e alle perdite di rete, si rimanda agli orientamenti espressi nel capitolo 13.

S 27. Osservazioni in merito ai fattori correttivi dei ricavi.

PARTE VII ULTERIORI ASPETTI

26. Obblighi informativi in materia di investimenti programmati

Quadro regolatorio vigente

- 26.1 Ai sensi dell'articolo 39 della RTTG 6PRT, le imprese di trasporto trasmettono una serie di dati e informazioni relative agli investimenti e alle dismissioni effettuati nell'anno precedente, e agli investimenti e dismissioni programmati per i 4 anni successivi, mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per tipologia di investimento.
- 26.2 Ai sensi dell'articolo 5 dei Requisiti minimi di Piano, l'impresa maggiore di trasporto invia un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del Piano per gli anni in cui non è presentato il Piano unico, con scadenza al 28 febbraio degli anni pari, con informazioni dettagliate sullo stato di realizzazione degli interventi previsti e sulle eventuali variazioni di tempistiche o costi.
- 26.3 Ai sensi dell'articolo 43 del TIROSS, le imprese presentano le informazioni sull'evoluzione attesa della spesa operativa e di capitale nel corso del periodo regolatorio, inclusive del *cost assessment* delle relative componenti, nell'ambito di specifici piani industriali (*business plan*); le imprese di trasporto gas hanno presentato le previsioni di spesa operativa e di capitale relative agli anni 2026 e 2027, nell'ambito di una prima edizione sperimentale, contenente tra l'altro gli obiettivi strategici, dettagli su interventi, opere e attività previste, con avanzamento dei lavori delle opere da realizzare e/o output di servizio misurabili da conseguire.

Orientamenti dell'Autorità

- 26.4 L'Autorità intende razionalizzare le informazioni inviate dalle imprese di trasporto relative agli investimenti e alle dismissioni programmate, nonché al monitoraggio dello stato di avanzamento delle opere.
- 26.5 In particolare, l'Autorità ritiene che tali informazioni possano essere efficacemente rappresentate in un documento unico, da presentare con cadenza annuale, integrando le informazioni minime del *business plan* di cui all'articolo 43 del TIROSS con le informazioni finora rappresentate nel piano degli investimenti e dismissioni di cui alla RTTG 6PRT.
- 26.6 Ferme restando le informazioni richieste dall'articolo 5 dei Requisiti minimi ai fini del Piano, le imprese di trasporto dovrebbero inoltre inviare, contestualmente alle proposte tariffarie e ai fini dell'applicazione del meccanismo di efficientamento dei costi di capitale di cui ai punti 12.10 e ss., le informazioni relative al monitoraggio delle condizioni di costo e delle effettive consistenze dell'infrastruttura degli investimenti entrati in esercizio nell'anno precedente.

S 28. Osservazioni in merito alle informazioni su investimenti e dismissioni programmate.

PARTE VIII QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE

27. Regolazione della sicurezza

- 27.1 Nel 6PRT l’Autorità ha sostanzialmente confermato il quadro regolatorio vigente in materia di sicurezza del servizio di trasporto, rimandando la valutazione circa la necessità di ulteriori interventi in materia di emissioni successivamente all’adozione ufficiale del regolamento da parte del Parlamento europeo e del Consiglio in materia di emissioni. Come in precedenza illustrato, il regolamento (UE) 2024/1787, che è entrato in vigore il 13 giugno 2024, all’articolo 14 dispone i criteri per il rilevamento e riparazione delle fuoriuscite, e fissa le frequenze minime di ispezione nella parte I dell’Allegato I. La Commissione dovrà specificare, nel corso del 2026, mediante atti di esecuzione, i limiti di rilevamento minimi e le tecniche di rilevamento da utilizzare per i diversi dispositivi di rilevamento e le soglie applicabili alla prima fase delle indagini LDAR (atti delegati).
- 27.2 Nella delibera di avvio di procedimento 16/2026/R/GAS l’Autorità ha disposto di valutare, per il 7PRT, l’eventuale esigenza di aggiornamento della regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di trasporto gas, e della qualità commerciale, anche in coerenza con le disposizioni contenute nel regolamento (UE) 2024/1787.
- 27.3 L’attuale contesto della regolazione dell’Autorità sul tema delle emissioni è orientato a garantire la sicurezza e la qualità del servizio e quindi alla prevenzione e gestione delle dispersioni come rischio per persone/cose e per la continuità delle attività produttive. Questo si traduce negli obblighi di:
- mantenere elevata la qualità del servizio di trasporto (attraverso ispezioni periodiche, monitoraggio dei tempi di intervento, gestione delle emergenze, ecc.);
 - registrare le dispersioni come eventi potenzialmente pericolosi;
 - garantire la sicurezza riducendo la probabilità di incidenti da gas.
- 27.4 Di contro, il regolamento (UE) 2024/1787, che è immediatamente operativo e si applica a partire dal 5 agosto 2024, è principalmente orientato alla riduzione delle emissioni di metano per l’elevato potere climalterante e quindi per il relativo impatto ambientale. A questo scopo, il Regolamento stabilisce obblighi nuovi e stringenti per quanto riguarda:
- misurazione, monitoraggio, rendicontazione e verifica (MRV) delle emissioni di metano;
 - programmazione di indagini LDAR (*leak detection & repair*);
 - limiti su emissioni non accidentali (*flaring/venting*, o emissioni in torcia o da ventato).
- 27.5 In particolare, il regolamento ha introdotto l’obbligo di monitoraggio continuo e di ispezioni periodiche e, pertanto, le imprese sono tenute a implementare piani

LDAR, effettuare misure in campo e integrare dati per la reportistica e comunicazione. Inoltre, le procedure operative e i sistemi di sicurezza dovranno essere aggiornati per minimizzare anche le emissioni non accidentali, così come le emissioni pneumatiche dovranno essere eliminate quando sul mercato sono disponibili componenti omologhe non emittenti. Nelle more dell'adozione degli atti delegati di cui al regolamento (UE) 2024/1787, le imprese di trasporto potranno seguire le pratiche industriali più avanzate e le migliori tecnologie disponibili in commercio per le indagini di ricerca delle dispersioni. Infatti, per il settore del trasporto gas non sono disponibili norme tecniche o Linee Guida CIG a livello nazionale; pertanto, le imprese di trasporto dovranno nel transitorio attenersi a norme tecniche e BAT (*best available techniques*) internazionali.

- 27.6 Come già chiarito in sede di proroga delle disposizioni in materia di qualità e tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2026 e 2027¹⁷, l'Autorità ritiene che le disposizioni del regolamento siano armonizzate e coordinate con quelle predisposte dall'Autorità, al fine di non pregiudicare le esigenze di sicurezza del servizio che quest'ultima mira a garantire, nel rispetto del principio che i due ambiti, quello della sicurezza e quello della sostenibilità ambientale, possono integrarsi e che, nel caso di sovrapposizione di regole e requisiti, debba valere per principio quello più stringente.
- 27.7 In quest'ottica, l'Autorità è orientata a mantenere le disposizioni di cui alla RQTG 6PRT, eventualmente prevedendo una frequenza maggiore della periodicità di ispezione delle condotte in acciaio non protette catodicamente, portandola a 24 mesi (invece di 36 mesi), ossia pari a quella minima prevista dal regolamento (UE) 2024/1787.

28. Regolazione della continuità del servizio e qualità commerciale

- 28.1 In assenza di osservazioni che evidenzino problemi o necessità di revisione della regolazione in vigore, l'Autorità è orientata a confermare, nella sostanza, le disposizioni contenute nella RQTG 6PRT.

S 29. Osservazioni in merito alla regolazione della sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto.

¹⁷ Cfr. deliberazione 532/2025/R/GAS, e in particolare i commi 15.9 e ss. dell'Allegato C.