

Allegato B

**REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI
TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE PER IL SESTO
PERIODO DI REGOLAZIONE (6PRT) 2024-2027**
(RTTG 2024-2027)

ALLEGATO B
**RELAZIONE TECNICA E SIMULAZIONI DEI PARAMETRI
TARIFFARI PER GLI ANNI 2024-2027**

Allegato B

INDICE

PARTE I INTRODUZIONE	4
1. Introduzione e sintesi del procedimento	4
PARTE II ORIENTAMENTI DELL’AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E DECISIONI FINALI	6
2. Introduzione	6
3. Procedimenti collegati	6
Tasso di remunerazione	6
Criteri di regolazione ROSS	7
Riforma conferimenti	8
Procedimenti di ottemperanza a sentenze del giudice amministrativo in materia di criteri tariffari del servizio di trasporto gas	8
4. Criteri di determinazione del costo riconosciuto	9
Durata del periodo di regolazione	9
Articolazione dei ricavi di riferimento	9
Criteri di riconoscimento dei costi in ottica ROSS.....	10
Criteri di determinazione dei costi di capitale per la determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti per le tariffe 2024	12
Criteri di determinazione dei costi operativi per la determinazione dei ricavi di riferimento per l’anno 2024	14
Trattamento degli oneri ETS	16
Quantitativi di gas riconosciuti a copertura di autoconsumi, perdite e GNC	16
Meccanismi di copertura dei rischi prezzo e quantità per autoconsumi, perdite e GNC	17
Meccanismi di conguaglio e incentivazione dell’efficienza per perdite e GNC	19
Ricavi per nuove imprese di trasporto	20
Ricavi per il servizio di misura sulla rete di trasporto	20
5. Criteri di incentivazione ed efficientamento	20
Incentivazione input-based	20
Incentivi al mantenimento in esercizio di reti ammortizzate	21
Sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione	22
Centrali dual fuel	23
6. Criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto	26
Perimetro dell’attività di trasporto	26
Ripartizione capacity-commodity	27
Corrispettivi variabili.....	28
<i>Corrispettivo variabile CV_U</i>	28
<i>Corrispettivo complementare variabile per il recupero dei ricavi CV_{FC}</i>	29

Allegato B

Corrispettivi di capacità.....	29
<i>Ripartizione entry/exit</i>	29
<i>Metodologia</i>	30
<i>Sconti stoccaggio e Gnl</i>	32
<i>Ulteriori sconti</i>	32
<i>Trattamento tariffario della Regione Sardegna</i>	32
7. Ulteriori criteri di allocazione dei costi.....	33
Moltiplicatori ai punti di interconnessione	33
Moltiplicatori ai punti di riconsegna che servono utenze industriali.....	33
Moltiplicatori ai punti di riconsegna che servono utenze termoelettriche.....	34
Moltiplicatori ai punti di riconsegna che servono city gate.....	34
Sconti per capacità interrompibile	35
8. Articolazione tariffaria del servizio di misura	35
9. Meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi.....	37
10. Componenti tariffarie addizionali.....	38
11. Ulteriori osservazioni sulle modalità di corresponsione dei corrispettivi di trasporto	39
12. Osservazioni Report ACER e controdeduzioni	40
Trattamento tariffario delle infrastrutture di trasporto della Regione Sardegna	40
Perimetro dei costi da recuperare mediante il corrispettivo variabile	42
Valutazione del corrispettivo complementare variabile	43
Componenti tariffarie addizionali.....	44
Stima dei ricavi per gli anni del periodo di regolazione.....	46
PARTE III DATI E SIMULAZIONI.....	47
13. Premessa	47
14. Informazioni sulle caratteristiche tecniche della rete di trasporto	47
15. Informazioni indicative sui ricavi	52
16. Informazioni indicative sui corrispettivi	53
Corrispettivi di capacità.....	53
Corrispettivi variabili e tariffe non di trasporto.....	55
17. Ripartizione dei costi	56

Allegato B

PARTE I INTRODUZIONE

1. Introduzione e sintesi del procedimento

- 1.1 Con la deliberazione 617/2021/R/GAS, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT).
- 1.2 Con il documento per la consultazione (di seguito: DCO) 213/2022/R/GAS, l’Autorità ha esposto le principali linee di intervento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria del trasporto gas per il 6PRT, illustrando gli orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, in particolare per il primo anno del periodo (2024) nell’ottica della transizione verso l’approccio ROSS, e di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale.
- 1.3 Con il DCO 502/2022/R/GAS, l’Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in materia di determinazione dei ricavi e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 6PRT, fissando il termine per l’invio delle osservazioni al 19 dicembre 2022.
- 1.4 Con i DCO 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, l’Autorità ha illustrato gli orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell’esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione.
- 1.5 Le osservazioni pervenute in risposta ai documenti per la consultazione di cui ai precedenti punti sono state rese disponibili sul sito internet dell’Autorità.
- 1.6 In data 18 gennaio 2023, l’Autorità ha pubblicato e, contestualmente, inviato all’Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell’Energia (ACER), una sintesi in lingua inglese delle osservazioni ricevute nell’ambito della consultazione.
- 1.7 L’articolo 27, paragrafi 2 e 3, del Codice TAR, prevede che, entro due mesi dal termine della consultazione finale, ACER pubblici e invii all’autorità nazionale di regolamentazione e alla Commissione Europea le conclusioni della propria analisi del documento di consultazione finale in merito alla pubblicazione delle informazioni di cui all’articolo 26, paragrafo 1, del Codice TAR, nonché alla conformità:
 - a) della metodologia dei prezzi di riferimento rispetto ai requisiti di cui all’articolo 7 del Codice TAR;
 - b) delle tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati rispetto ai criteri di cui all’articolo 4, paragrafo 3, del Codice TAR;
 - c) delle tariffe non di trasporto rispetto ai criteri di cui all’articolo 4, paragrafo 4, del Codice TAR.

Allegato B

- 1.8 In data 17 febbraio 2023, ACER ha reso note le proprie conclusioni di cui al punto precedente, pubblicando il Report ACER recante l'analisi delle proposte contenute nel DCO 502/2022/R/GAS.
- 1.9 Ai sensi dell'articolo 27, paragrafo 4, del Codice TAR, 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.

Allegato B

PARTE II

ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E DECISIONI FINALI

2. Introduzione

2.1 Nella presente Parte II sono riportate:

- a) le disposizioni dell'Autorità adottate in esito a procedimenti collegati rilevanti ai fini del presente provvedimento (Capitolo 3);
- b) gli orientamenti dell'Autorità sui criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT presentati nel DCO 502/2022/R/GAS, suddivisi per argomento, le osservazioni pervenute e le decisioni finali dell'Autorità, incluse le decisioni in materia di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (Capitoli da 4 a 11);
- c) le osservazioni contenute nel Report ACER e le controdeduzioni dell'Autorità (Capitolo 12).

3. Procedimenti collegati

Tasso di remunerazione

3.1 Con la deliberazione 614/2021/R/COM, l'Autorità ha approvato il TIWACC 2022-2027 e definito i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027; per quanto riguarda i parametri specifici di ciascuno servizio, ai sensi dell'articolo 7 del TIWACC:

- a) il livello di *gearing* è aggiornato, di norma, in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato;
- b) il coefficiente β^{asset} è aggiornato, di norma, in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato, fatto salvo quanto previsto al comma 9.1 della deliberazione 614/2021/R/COM ossia che, con successivo procedimento, l'Autorità provvederà a rivedere i criteri di aggiornamento di tale parametro per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, che tale revisione sarà completata entro l'aggiornamento del WACC per il secondo sub-periodo, e che nell'ambito di tale procedimento saranno altresì definite le decorrenze applicative dei parametri β^{asset} .

3.2 Con la deliberazione 654/2022/R/COM l'Autorità ha confermato per il 2023 i valori dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, e i valori del *gearing* e del β^{asset} specifici per ciascun settore, confermando di conseguenza i valori del WACC in vigore nel 2022.

Allegato B

3.3 L'Autorità non ha presentato, nell'ambito del procedimento del 6PRT, orientamenti per la revisione dei valori del *gearing* e del β^{asset} specifici per l'attività di trasporto e, pertanto, si confermano i valori vigenti, fatto salvo quanto previsto al comma 9.1 della deliberazione 614/2021/R/COM.

Criteri di regolazione ROSS

3.4 Nel Quadro strategico 2022-2025 approvato con deliberazione 2/2022/A, l'Autorità ha chiarito che *“nella prospettiva della decarbonizzazione del settore gas metano [...] intende definire criteri per la valorizzazione economica per le reti gas introducendo appositi meccanismi regolatori in grado distinguere con chiarezza fra interventi di manutenzione straordinaria, volti ad estendere la vita utile degli impianti esistenti, e nuovi investimenti anche in gas rinnovabili”*, individuando alcuni specifici obiettivi per la regolazione dei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, tra i quali:

- a) il progressivo e graduale superamento dell'approccio di riconoscimento dei costi differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori (approccio di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, ROSS);
- b) lo sviluppo di una visione integrata dello sviluppo delle infrastrutture elettriche e del gas, in un'ottica di sostenibilità economica e ambientale, tramite un consolidamento e un rafforzamento dei criteri di selettività degli investimenti e uso efficiente delle infrastrutture.

3.5 Con la deliberazione 271/2021/R/COM l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, nell'ambito del quale sono stati pubblicati i DCO 615/2021/R/COM, 317/2022/R/COM e 655/2022/R/COM, prospettando per il servizio di trasporto:

- a) l'applicazione dei criteri ROSS a partire dal sesto periodo di regolazione (6PRT) 2024-2027, con il modello *ROSS-base-T*, eventualmente affiancato da un periodo di applicazione sperimentale del modello *ROSS-integrale* per l'impresa maggiore di trasporto;
- b) il modello *ROSS-integrale*, per l'impresa maggiore di trasporto, a partire dal 2026.

3.6 Con la deliberazione 527/2022/R/COM l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti per l'applicazione del modello *ROSS-integrale*, prevedendo che il procedimento si concluda entro il 31 dicembre 2023 in relazione alla delibera-quadro contenente i criteri generali della regolazione *ROSS-integrale*, ed entro il 31 dicembre 2024 in relazione ai provvedimenti settoriali specifici per i diversi servizi regolati.

Allegato B

Riforma conferimenti

- 3.7 Con deliberazione 72/2023/R/GAS, l’Autorità ha definito gli aspetti applicativi mancanti per l’avvio della riforma dei processi di conferimento della capacità ai *city gate*, a decorrere dal 1° ottobre 2023.
- 3.8 Ai sensi di tale riforma, agli utenti che servono punti di riconsegna (PdR) misurati mensilmente (di cui al comma 1.1, lettera q), del TISG) e PdR misurati con frequenza diversa da quella mensile o con dettaglio giornaliero (di cui al comma 1.1, lettera r), del TISG), ossia tutti i PdR che non sono letti mensilmente con dettaglio giornaliero, è attribuita una capacità convenzionale giornaliera sulla base dei prelievi comunicati dal Gestore Sistema Informativo Integrato (SII) ai fini delle sessioni di bilanciamento, oggetto successivamente di conguaglio nell’ambito delle sessioni di aggiustamento.
- 3.9 A tale capacità convenzionale di tipo giornaliero è applicato un corrispettivo unico a livello nazionale, pari al corrispettivo unitario di capacità *CPu* relativo ai punti di uscita aventi distanza dalla rete nazionale maggiore di 15 km riproporzionato su base giornaliera, moltiplicato per un coefficiente moltiplicativo *k*. Tale coefficiente moltiplicativo è determinato secondo una formula che tiene conto dei valori di capacità convenzionale, del consumo annuo dei punti di riconsegna considerati, e di un parametro 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 km dalla rete nazionale e dei corrispettivi applicabili agli stessi.

Procedimenti di ottemperanza a sentenze del giudice amministrativo in materia di criteri tariffari del servizio di trasporto gas

- 3.10 Con la deliberazione 448/2022/R/GAS l’Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alle sentenze n. 6096 e 6098 del 2022 del Consiglio di Stato, finalizzato ad adottare ulteriori misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione del decreto-legge 83/2012; con il DCO 41/2023/R/GAS l’Autorità ha esposto i propri orientamenti in relazione a tali misure di economicità. Il termine per la presentazione di osservazioni si è concluso il 13 marzo 2023. Le misure saranno adottate con specifico provvedimento dall’Autorità e, salvo diversi orientamenti rispetto a quanto proposto in consultazione, saranno vigenti a regime a decorrere dal 1° gennaio 2024.
- 3.11 Con la deliberazione 470/2022/R/GAS, l’Autorità:
- a) ha avviato un procedimento per l’attuazione della sentenza n. 4241 del 2022 del Consiglio di Stato in materia di coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione e criteri di valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (di seguito: Piano), prevedendo di concludere il procedimento contestualmente all’introduzione delle misure in materia di efficienza degli sviluppi della rete di trasporto in aree di nuova

Allegato B

metanizzazione prospettate nei DCO 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, entro il 31 marzo 2023;

b) ha avviato una consultazione sulle modifiche alla deliberazione 468/2018/R/GAS e il relativo Allegato A (di seguito: Requisiti minimi di Piano) ritenute opportune, invitando tutti i soggetti interessati a formulare osservazioni entro il 14 novembre 2022.

3.12 Con la deliberazione 70/2023/R/GAS, l’Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alla sentenza 8523/2022 del Consiglio di Stato, finalizzato in particolare a verificare se la regolazione tariffaria del periodo 2014-2017 tenesse effettivamente in adeguata considerazione la finalità di non penalizzare le aree del Mezzogiorno, sancita dall’articolo 23, comma 3, del decreto legislativo 164/00, e a introdurre, eventualmente, un’apposita disciplina tariffaria volta a colmare una tale lacuna.

3.13 Con la deliberazione 122/2023/R/GAS, l’Autorità ha disposto le modifiche alla deliberazione 468/2018/R/GAS e ai Requisiti minimi di Piano in esito a quanto prospettato nell’ambito dei DCO 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS e al procedimento avviato con deliberazione 470/2022/R/GAS.

4. Criteri di determinazione del costo riconosciuto

Durata del periodo di regolazione

4.1 L’Autorità ha consultato l’orientamento di confermare per il 6PRT una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni, prevedendo che eventuali esigenze di revisione della durata del periodo regolatorio, anche nell’ottica di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria e sincronizzazione con le tempistiche del periodo regolatorio del WACC, siano eventualmente valutate in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

4.2 In risposta alla consultazione è stata evidenziata l’opportunità di confermare un periodo di quattro anni o, in alternativa, estendere la durata del periodo a cinque anni purché tale periodo sia coerente con l’orizzonte temporale dei *business plan* degli operatori di cui ai criteri ROSS.

4.3 L’Autorità ritiene opportuno confermare la durata del periodo di regolazione pari a quattro anni.

Articolazione dei ricavi di riferimento

4.4 L’Autorità ha consultato l’orientamento di confermare l’attuale articolazione dei ricavi di riferimento anche per il 6PRT. Pertanto, i ricavi di riferimento rilevanti per la determinazione delle tariffe di trasporto sono articolati nelle quote di ricavo a copertura di:

a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto;

Allegato B

- b) ammortamenti economico-tecnici;
- c) costi operativi;
- d) incentivi, inclusi gli incentivi riconosciuti nei precedenti periodi di regolazione come maggiorazione della remunerazione del capitale;
- e) costi relativi ai consumi delle centrali di compressione, 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.

Criteria di riconoscimento dei costi in ottica ROSS

- 4.5 L'Autorità ha consultato i seguenti orientamenti:
- a) introdurre un principio di *tariff decoupling*, come previsto dall'approccio ROSS, tra i ricavi di riferimento rilevanti per la determinazione delle tariffe di trasporto e il ricavo ammesso di ciascun gestore determinato secondo l'approccio ROSS;
 - b) rimandare ad uno specifico documento di consultazione la declinazione operativa dei criteri ROSS che saranno definiti in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM.
- 4.6 In relazione al principio del c.d. *tariff decoupling*, in risposta alla consultazione è stata rilevata la necessità di definire *ex ante* i ricavi riconosciuti all'impresa di trasporto in ciascun anno, fatti salvi i necessari aggiornamenti per tenere conto dei costi effettivamente sostenuti e dell'applicazione dei meccanismi di incentivazione, analogamente alla regolazione vigente.
- 4.7 In termini generali, è stata rappresentata l'opportunità di:
- a) riconoscere il capitale esistente al 31 dicembre 2023 (data di *cut-off*) in piena continuità con i criteri oggi vigenti (cfr. Opzione CO.A del DCO 317/2022/R/GAS);
 - b) chiarire se lo *spending* di un anno, nelle sue componenti di *slow money* e *fast money*, rileva ai fini delle tariffe dell'anno stesso o dell'anno successivo;
 - c) mantenere anche nell'approccio ROSS un ammortamento dei cespiti basato su vite utili regolatorie differenziate per cespiti, per una maggiore coerenza fra valori contabili e valori riconosciuti a fini regolatori e per semplificare il trattamento di dismissioni anticipate rispetto al completo ammortamento dell'*asset*;
 - d) sulle immobilizzazioni in corso, con riferimento agli investimenti che saranno sostenuti a partire dal nuovo periodo di regolazione, riconoscere la spesa dell'anno in luogo degli incrementi patrimoniali entrati in esercizio; in subordine, applicare il criterio della remunerazione decrescente in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo *spending* limitatamente alla spesa sostenuta a partire dal primo anno del 6PRT, riconoscendo lo *stock* di lavori in corso al 31 dicembre 2023 secondo gli attuali criteri tariffari.

Allegato B

- 4.8 L'Autorità ritiene opportuno, anche alla luce degli esiti del procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM:
- a) confermare l'applicazione di un principio di cd. *tariff decoupling*, definendo, per ciascun anno t , un ricavo rilevante ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari, approvato entro il mese di maggio dell'anno $t-1$ rispetto all'anno di applicazione delle tariffe, e un ricavo ammesso calcolato con i criteri ROSS, determinato una volta note le informazioni sulla spesa effettiva necessarie per il calcolo delle componenti *slow money* e *fast money*, indicativamente tra la fine dell'anno $t+1$ e l'inizio dell'anno $t+2$;
 - b) ai fini della definizione del ricavo rilevante per i corrispettivi tariffari di un determinato anno, considerare i costi di capitale e i costi operativi in sostanziale continuità con i criteri attualmente in vigore, nelle more della determinazione delle componenti *slow money* e *fast money* sulla base della spesa effettiva;
 - c) riconoscere il capitale esistente alla data di *cut-off* del 31 dicembre 2023 in continuità con i criteri oggi vigenti, fatta salva la diversa remunerazione delle immobilizzazioni in corso in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo *spending* (cfr. successivo punto 4.9);
 - d) definire, nell'ambito della RTTG, i criteri di gestione degli scostamenti tra i ricavi rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione di tali corrispettivi (ossia i fattori correttivi dei ricavi);
 - e) rimandare la declinazione operativa per il servizio di trasporto gas dei criteri *ROSS-base*, adottati in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM, ad uno specifico procedimento da concludersi entro il 2023;
 - f) rimandare la gestione degli scostamenti tra i ricavi rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e i ricavi ammessi determinati sulla base dell'approccio ROSS (cfr. successivo comma 9.3), unitamente al conguaglio dei dati patrimoniali di consuntivo rispetto ai dati di preconsuntivo, al provvedimento di declinazione operativa dei criteri *ROSS-base* adottato in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM;
 - g) prevedere che, in caso di mancata conclusione del procedimento per la declinazione operativa per il servizio di trasporto gas dei criteri *ROSS-base* entro il 31 dicembre 2023, il ricavo ammesso di ciascun gestore coincida con il ricavo rilevante ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari per l'anno 2024.

Allegato B

Criteria di determinazione dei costi di capitale per la determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti per le tariffe 2024

4.9 Ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti per la determinazione delle tariffe di trasporto 2024, l’Autorità ha consultato i seguenti orientamenti:

- a) considerare i costi di capitale sostenuti fino al 2023 (c.d. *legacy* tariffaria), valorizzati secondo gli attuali criteri tariffari;
- b) prevedere che, al valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2023, si applichino tassi di remunerazione differenziati: per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni 2022 e 2023, applicando un tasso pari al valore del WACC determinato in coerenza con il TIWACC 2022-2027, ma assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4; per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni 2020 e 2021, applicando un tasso posto pari al valore del parametro Kd_{real} di cui al comma 3.7 del TIWACC 2022-2027; per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni precedenti al 2020, applicando un tasso di remunerazione pari a zero;
- c) prevedere la possibilità per le imprese di trasporto di presentare istanza per il riconoscimento di costi associati alle dismissioni di lavori in corso, motivando adeguatamente le cause che hanno comportato la dismissione;
- d) confermare, nella sostanza, i criteri di determinazione degli ammortamenti economico-tecnici, sulla base della durata convenzionale tariffaria per ciascuna tipologia di cespite in vigore nel 5PRT;
- e) valutare un allungamento della vita utile regolatoria del cespite metanodotti limitatamente ai metanodotti che hanno caratteristiche tecniche tali da consentirne l’impiego per il trasporto di idrogeno;
- f) definire uno specifico cespite, con vita utile regolatoria inferiore a quella del cespite metanodotti, dedicato ai costi di manutenzione straordinaria esclusivamente finalizzati al mantenimento in esercizio del metanodotto, che non ne comportino la sostituzione, anche parziale (nei limiti di una soglia prefissata), da ammortizzare in 15-20 anni;
- g) superare il doppio meccanismo di incentivazione all’ottenimento di contributi in conto capitale, confermando il solo meccanismo in base al quale, ai fini del calcolo degli ammortamenti, il valore dei contributi pubblici in conto capitale percepiti nel periodo di regolazione a copertura dei costi infrastrutturali non sia portato in deduzione dell’attivo immobilizzato lordo per un periodo pari a 5 anni dall’ottenimento del contributo (in caso di contributo afferente al cespite “Metanodotti”), e comunque fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del contributo percepito (in caso di attribuzione ad altra categoria di cespite).

4.10 In risposta alla consultazione è stata evidenziata l’opportunità di:

Allegato B

- a) continuare a remunerare le immobilizzazioni in corso ad un tasso pari al WACC;
- b) sulle vite utili regolatorie:
 - i. non allungare la vita utile per i metanodotti cd. *hydrogen-ready* in quanto la vita tecnica utile di un metanodotto non dipende dalla possibilità o meno di trasportare idrogeno;
 - ii. applicare, agli investimenti dedicati ad *asset* con vita utile più breve rispetto a quella della propria categoria di cespiti, la stessa vita utile regolatoria dell'*asset* a cui sono asserviti (per es. metanodotto di allacciamento del terminale di Gnl); in subordine, prevedere tale possibilità espressamente per gli allacciamenti alle FSRU realizzate ai sensi del decreto-legge n. 50/22;
 - iii. applicare una vita utile pari a 10 anni, e comunque non superiore a 15, al cespite per le manutenzioni; inoltre, applicare tale vita utile ridotta anche agli investimenti in manutenzione straordinaria realizzati negli anni passati;
- c) potenziare i meccanismi di incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici.

4.11 L'Autorità ritiene che:

- a) sia opportuno perseguire l'obiettivo di graduale convergenza con i criteri di riconoscimento dei costi dell'attività di trasmissione elettrica, confermando dunque l'applicazione di una remunerazione decrescente alle immobilizzazioni in corso in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo *spending*;
- b) risulti condivisibile l'osservazione relativa alla vita utile tecnica dei metanodotti cd. *hydrogen-ready*, e sia pertanto preferibile non differenziare la vita utile di tale *asset* rispetto alle altre tipologie di metanodotto;
- c) per contro, non risulti condivisibile la proposta di applicare una vita utile ridotta ai metanodotti asserviti ad infrastrutture caratterizzata da vita utile inferiore (ad esempio, impianti di rigassificazione), in quanto farebbe venire meno il principio secondo cui le vite utili regolatorie sono definite primariamente in relazione alla vita utile tecnico-economica, e non in base a considerazioni finanziarie o sulle prospettive di utilizzo dell'infrastruttura; peraltro si rileva come, sebbene la vita utile regolatoria di infrastrutture quali i terminali di Gnl sia inferiore rispetto ai metanodotti, ciò non esclude la possibilità che tali infrastrutture siano esercite per periodi di tempo maggiori, a fronte di interventi di manutenzione straordinaria e/o ammodernamento;
- d) sia opportuno confermare l'introduzione 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, con una vita utile pari a 15 anni considerando che, ad oggi, i metanodotti completamente

Allegato B

ammortizzati per i quali ci sono ancora prospettive di futuro utilizzo hanno un'anzianità media di circa 60 anni (e punte di oltre 70 anni di anzianità);

- e) nel cespite di cui alla lettera precedente possano essere ricompresi, nei limiti del 10% del costo storico rivalutato dell'opera principale cui tali interventi afferiscono (come prospettato nella fase di consultazione, nonché nelle premesse della deliberazione 723/2022/R/GAS), gli interventi realizzati a decorrere dal 1° gennaio 2023, in analogia con le tempistiche previste per l'incentivo per il mantenimento delle reti completamente ammortizzate (cfr. deliberazione 723/2022/R/GAS), di cui il cespite con vita utile più breve costituisce un complemento, escludendo quindi gli investimenti in manutenzione straordinaria realizzati negli anni precedenti;
- f) confermare il meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici attraverso la mancata deduzione ai fini della valorizzazione degli ammortamenti, considerando che le misure che incentivano le imprese di trasporto ad adoperarsi per l'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione delle infrastrutture siano da intendersi come parziali compensazioni relativamente agli impegni e alle attività necessarie per accedere a tali contributi, nell'ottica di garantire un minor costo del servizio per gli utenti; non sarebbe tuttavia giustificabile fornire un livello di incentivo maggiore rispetto a quanto consultato, in quanto non risulterebbe coerente con tale obiettivo.

Criteria di determinazione dei costi operativi per la determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024

- 4.12 Per la determinazione del costo operativo riconosciuto, l'Autorità ha consultato l'orientamento di considerare i costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto nell'anno 2021 e, eventualmente, uno *sharing* delle maggiori/minori efficienze realizzate nel corso del 5PRT.
- 4.13 In risposta alla consultazione è stata rilevata l'opportunità di:
 - a) considerare anche eventuali costi emergenti nell'anno 2022;
 - b) garantire un pieno riconoscimento delle maggiori efficienze realizzate nel 5PRT, e mantenere anche per il 6PRT il criterio del *profit sharing*.
- 4.14 L'Autorità ritiene che:
 - a) sia necessario confermare l'orientamento di determinare il costo operativo riconosciuto per il 2024 sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto nell'anno 2021;
 - b) sia condivisibile la proposta di considerare, ai fini della determinazione del costo operativo riconosciuto per il 2024, anche eventuali costi emergenti nell'anno 2022, qualora contribuiscano a determinare un costo complessivo dell'anno 2022 superiore rispetto a quello dell'anno 2021 preso a riferimento; e che tale riconoscimento debba comunque essere valutato su istanza del

Allegato B

gestore, da presentare sulla base dei conti annuali separati relativi all'anno 2022, una volta che questi siano disponibili;

- c) il costo operativo riconosciuto per il 2024, eventualmente rettificato ai sensi della precedente lettera b), possa essere considerato come *baseline* di costo operativo ai fini dell'applicazione dell'approccio ROSS, sulla base di quanto sarà definito in esito al procedimento per la declinazione operativa dei criteri ROSS;
- d) debba essere confermato, con riferimento alle maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso del 5PRT, un criterio di *profit sharing* sostanzialmente analogo a quello già applicato nei precedenti periodi, in particolare prevedendo una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese del trasporto di tali efficienze; pertanto, le maggiori (o minori) efficienze realizzate nel 5PRT sono restituite agli utenti secondo le seguenti quote:
 - i. il 50% nel primo anno del 6PRT;
 - ii. il restante 50% gradualmente nei successivi tre anni del 6PRT, lasciando quindi alle imprese di trasporto una quota di efficienze pari al 37,5% nel secondo anno, 25% nel terzo anno e 12,5% nel quarto anno;
- e) siano esclusi dal novero dei costi operativi:
 - i. le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, quali i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di proprietà di altre imprese, gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri, gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie, gli oneri straordinari, gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi, gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente, i costi connessi all'erogazione di liberalità, i costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo alle imprese di trasporto la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - ii. i costi relativi all'acquisto di quote di emissione per il sistema di *Emission Trading*, del gas per gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato, dell'energia elettrica per i consumi delle centrali di compressione, inclusi i costi di sbilanciamento relativi ai consumi di tali centrali;
 - iii. i costi correlati al servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio, ad eccezione di quelli dovuti a emergenze di servizio o interruzioni con cause non imputabili all'impresa di trasporto;

Allegato B

iv. eventuali costi incrementali associati al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate che beneficiano del relativo meccanismo incentivante di cui alla deliberazione 723/2022/R/GAS.

4.15 I criteri di ripartizione delle efficienze realizzate nel 6PRT sono definiti nell'ambito dei criteri ROSS, in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/GAS.

Trattamento degli oneri ETS

4.16 L'Autorità ha presentato l'orientamento di confermare i meccanismi in vigore, prevedendo tuttavia che il conguaglio della differenza tra (i) i ricavi effettivi da un corrispettivo *pro forma* CV_{ETS} e (ii) il costo riconosciuto rideterminato per tenere conto del gas effettivamente utilizzato per il funzionamento delle centrali di compressione e del prezzo effettivo delle quote ETS, sia regolato con Cassa nell'anno $t+1$. L'Autorità ha inoltre proposto che siano valutati, nell'ambito dell'approccio *ROSS-integrale*, meccanismi per promuovere sentieri di riduzione delle emissioni da proporre nel *business plan*.

4.17 In risposta alla consultazione è stata evidenziata l'opportunità di:

- a) sottoporre gli obiettivi di riduzione delle emissioni CO₂ a valutazione/autorizzazione dell'Autorità in modo da potervi associare meccanismi o di premi/penalità o di conguaglio;
- b) introdurre un incentivo per l'impresa di trasporto nel caso in cui il costo sostenuto per l'acquisto delle quote ETS risulti inferiore rispetto al costo medio di mercato.

4.18 L'Autorità ritiene che:

- a) sia condivisibile la proposta di sottoporre gli obiettivi di riduzione delle emissioni CO₂ a valutazione da parte dell'Autorità, e che tale valutazione possa essere declinata nell'ambito dei criteri *ROSS-integrale*, in particolare nell'ambito della valutazione dei *business plan*, richiedendo ai gestori di rappresentare le azioni intraprese per la riduzione delle emissioni di CO₂, e raffrontarle con specifici obiettivi di riduzione delle emissioni;
- b) non sia per contro condivisibile la proposta di introdurre specifici meccanismi di incentivazione sul prezzo di acquisto, in quanto si ritiene preferibile un approccio che garantisca la neutralità dell'impresa di trasporto rispetto alle oscillazioni di prezzo.

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

4.19 L'Autorità ha consultato l'orientamento di confermare, nella sostanza, gli attuali criteri per la determinazione dei quantitativi di gas riconosciuti a copertura degli autoconsumi, delle perdite di rete, e del GNC. Per le perdite di rete, l'Autorità ha sottoposto a consultazione la revisione dei fattori di emissione, con applicazione dei nuovi livelli efficienti fin dal 2024.

Allegato B

- 4.20 Sugli autoconsumi, in risposta alla consultazione sono state rilevate le seguenti opportunità:
- introdurre meccanismi regolatori che stimolino l'efficienza complessiva degli autoconsumi sulla rete di trasporto attraverso l'innovazione tecnologica;
 - introdurre incentivi nei casi in cui si utilizzino gas rinnovabili o si recuperi energia che altrimenti andrebbe dispersa, e per le centrali alimentate a energia elettrica nel caso in cui si utilizzi energia a basso contenuto di CO₂;
 - rendere l'impresa maggiore di trasporto responsabile anche delle centrali non di sua proprietà, e prevedere un meccanismo analogo di neutralità anche per le imprese di trasporto diverse dal responsabile del bilanciamento.
- 4.21 Sugli autoconsumi, l'Autorità ritiene che:
- la quota di autoconsumi necessaria a coprire il fabbisogno del sistema sia variabile nel corso degli anni anche per cause non direttamente imputabili alle imprese di trasporto, quali gli assetti di rete conseguenti alle scelte di importazione da parte degli operatori; pertanto, non si ritiene percorribile la proposta di disegnare meccanismi di efficientamento su tale partita;
 - in ogni caso, l'incentivazione per le centrali *dual fuel*, anche finalizzata al contenimento degli autoconsumi, possa essere considerata alla stregua di una specifica forma di incentivazione all'efficienza e all'innovazione tecnologica;
 - sia necessario introdurre una voce di ricavo a copertura dei consumi elettrici delle centrali *dual fuel*, valorizzata *ex ante* sulla base delle quotazioni disponibili dei prodotti di energia elettrica a termine nell'anno tariffario, tenendo conto del profilo con cui tali quantitativi si rendono necessari nel corso dell'anno;
 - non si ravvisano elementi per discostarsi dall'attuale assetto che vede ciascuna impresa di trasporto responsabile delle centrali di compressione di sua proprietà.
- 4.22 Sulle perdite, l'Autorità ritiene opportuno confermare la proposta di revisione dei fattori di emissione efficienti formulata in sede di consultazione.
- 4.23 Sul GNC, è stato chiesto di definire di un sentiero di progressiva riduzione per incentivare i trasportatori alla riduzione di tale partita. A tal proposito, si veda anche infra (§ 4.34).

Meccanismi di copertura dei rischi prezzo e quantità per autoconsumi, perdite e GNC

- 4.24 L'Autorità ha consultato l'orientamento di introdurre una semplificazione della gestione delle partite economiche in corso d'anno che riduca le interazioni tra il Responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) e Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (Cassa). In particolare, l'Autorità ha sottoposto a consultazione un meccanismo di gestione di tali partite in base al quale:
- la quota-parte del gettito tariffario del corrispettivo variabile a copertura di tali partite sia versata integralmente dalle imprese di trasporto a Cassa;

Allegato B

- b) Cassa riconosca integralmente al Responsabile del bilanciamento, con cadenza mensile, i costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie (su tutta la rete di trasporto) tramite il meccanismo di neutralità del Testo Integrato del Bilanciamento (TIB);
 - c) *ex post*, operino 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 ricondurre i riconoscimenti effettivi a quelli riconosciuti, incentivando in tal modo il contenimento di perdite e GNC.
- 4.25 L'Autorità, tenuto conto delle risposte alla consultazione, ritiene opportuno confermare gli orientamenti consultati.
- 4.26 In relazione al funzionamento delle centrali di compressione *dual fuel*, è necessario introdurre uno specifico meccanismo di conguaglio della voce di ricavo a copertura dei consumi elettrici delle centrali di compressione (*dual fuel*), al fine di fornire all'impresa di trasporto un incentivo ad ottimizzare il profilo di consumo su base infragiornaliera sulla base dei prezzi di mercato. Tale meccanismo prevede che Cassa riconosca all'impresa di trasporto, con cadenza mensile (contestualmente a quanto previsto dal precedente punto 4.24, lettera b)), un ammontare determinato, per ciascun giorno, come prodotto tra:
- a) il minore fra:
 - i. il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (PUN medio);
 - ii. il prezzo del gas sul comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (P_{AGS}) nell'ambito del Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS), moltiplicato per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori elettrici e il rendimento medio dei compressori a gas;
 - b) i quantitativi giornalieri di energia elettrica effettivamente consumati.
- 4.27 Specularmente, gli autoconsumi di gas devono essere valorizzati considerando il minore tra:
- a) il prezzo del gas sul comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (P_{AGS});
 - b) il PUN medio, moltiplicato per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori a gas e il rendimento medio dei compressori elettrici.
- Di conseguenza, nei giorni in cui il PUN medio moltiplicato per l'indice di rendimento medio sia inferiore al P_{AGS} , la differenza, se positiva, tra il prezzo di cui alla lettera a) e quello di cui alla lettera b), moltiplicata per i quantitativi di autoconsumo approvvigionati, deve essere sottratta dai costi mensilmente riconosciuti da Cassa per l'approvvigionamento del gas tramite il meccanismo di neutralità del Testo Integrato del Bilanciamento (TIB) di cui al precedente 4.24, lettera b).
- 4.28 L'Autorità intende inoltre avviare un monitoraggio sugli effettivi costi dei consumi elettrici delle centrali di compressione sostenuti dalle imprese di trasporto, inclusi i costi di sbilanciamento, anche al fine di valutare la necessità di

Allegato B

introdurre maggiorazioni forfettarie del prezzo a copertura dei costi degli sbilanciamenti dei consumi elettrici che possono essere ritenuti fisiologici.

Meccanismi di conguaglio e incentivazione dell'efficienza per perdite e GNC

- 4.29 L'Autorità ha consultato l'orientamento di applicare una valorizzazione univoca degli scostamenti tra livelli registrati e quelli riconosciuti tariffariamente di perdite e GNC.
- 4.30 Per il GNC, l'Autorità ha inoltre consultato l'orientamento di rivedere l'esposizione massima, con l'obiettivo di garantire una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dalle possibili differenze tra il GNC riconosciuto e il GNC effettivo; in particolare, l'Autorità ha proposto di determinare l'esposizione non più in funzione della quota di ricavo a copertura della remunerazione del capitale per il servizio di misura, ma in funzione della quota di ricavo a copertura dei costi operativi per il medesimo servizio.
- 4.31 Sulle perdite, in risposta alla consultazione è stata rilevata l'opportunità di:
- a) valorizzare lo scostamento tra le perdite contabilizzate e quelle riconosciute ai fini tariffari al prezzo medio di acquisto di tali risorse registrato nell'anno tariffario, anziché pari ad un onere unitario fisso;
 - b) introdurre un meccanismo analogo a quello previsto per il GNC, che prevede un limite all'esposizione delle imprese di trasporto rispetto a tale partita.
- 4.32 L'Autorità ritiene che sia preferibile confermare l'ipotesi posta in consultazione di valorizzazione degli scostamenti delle perdite sulla base di un onere unitario fisso, al fine di mantenere una forma di responsabilizzazione delle imprese di trasporto senza che questa si traduca in una eccessiva esposizione rispetto ai prezzi del gas registrati sui mercati all'ingrosso; per contro, una maggiore mitigazione non sarebbe compatibile con il principio di piena responsabilizzazione delle imprese di trasporto rispetto ai quantitativi di gas naturale associati alle perdite di rete.
- 4.33 Sul GNC, in risposta alla consultazione è stata evidenziata l'opportunità di mantenere le attuali modalità di valorizzazione degli scostamenti (basate sulla remunerazione del servizio di misura) e rivederle solo una volta che si produrranno gli effetti della riforma dell'assetto di misura.
- 4.34 L'Autorità ritiene che, sebbene gli effetti della riforma dell'assetto del servizio di misura cominceranno a prodursi già nei primi anni del 6PRT, la stabilizzazione dei valori di GNC sulla rete avverrà verosimilmente solo negli anni successivi. Pertanto, se da un lato si ritiene compatibile con tale previsione la proposta formulata in consultazione di aumentare l'esposizione delle imprese rispetto agli scostamenti, dall'altro non si ritiene al momento percorribile la proposta, emersa in risposta alla consultazione, di stabilire fin d'ora un sentiero di progressiva riduzione del GNC riconosciuto.

Allegato B

Ricavi per nuove imprese di trasporto

- 4.35 Per le nuove imprese di trasporto, in risposta alla consultazione è stata evidenziata l'opportunità di considerare, anche per i costi di capitale, un riconoscimento sulla base della spesa prevista dell'anno cui si riferiscono i ricavi regolati, e di escluderle dall'applicazione della regolazione ROSS per uno o più periodi, quantomeno fino al completamento delle attività di avviamento del servizio e/o di forte sviluppo infrastrutturale.
- 4.36 L'Autorità ritiene che per le nuove imprese di trasporto non sia necessario introdurre criteri di riconoscimento dei costi di capitale difformi da quelli previsti per le altre imprese di trasporto, e sia preferibile l'applicazione, fin dal primo anno di operatività, della regolazione ROSS, fatte salve le specificità per le nuove imprese, in continuità con il 5PRT.

Ricavi per il servizio di misura sulla rete di trasporto

- 4.37 L'Autorità, ai fini della determinazione ricavi per il servizio di misura sulla rete di trasporto, ha consultato l'orientamento di applicare i criteri generali previsti per il servizio di trasporto, inclusi i criteri di raccordo con i criteri ROSS. Non essendo state formulate osservazioni critiche, si intende confermare tale orientamento.

5. Criteri di incentivazione ed efficientamento

Incentivazione input-based

- 5.1 L'Autorità ha consultato l'orientamento di confermare la previsione di rimuovere future incentivazioni *input-based* per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto.
- 5.2 In risposta alla consultazione è stata rilevata l'opportunità che, nelle more della definizione dei nuovi meccanismi, siano fatti salvi e confermati gli attuali criteri di incentivazione per gli investimenti valutati sulla base di una ACB; inoltre, è stato chiesto di identificare in modo chiaro e con adeguato anticipo gli *output* - nonché le relative modalità di calcolo - sulla base dei quali saranno valutati gli incentivi, e valorizzare gli interventi finalizzati a rimuovere le congestioni interne e/o a realizzare nuova capacità di importazione.
- 5.3 L'Autorità ritiene opportuno confermare la rimozione di tutte le forme di incentivazione di tipo *input-based* applicate come maggiorazione della remunerazione del capitale riconosciuto.
- 5.4 Con riferimento ai meccanismi *output-based*, allo stato attuale non si ritiene opportuno introdurre ulteriori forme di incentivazione rispetto a (i) l'incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti ammortizzate, applicata in via sperimentale dal 2023 (cfr. punto 5.5 e seguenti); (ii) l'incentivazione sulle centrali *dual-fuel* (cfr. punto 5.17 e seguenti).

Allegato B

Incentivi al mantenimento in esercizio di reti ammortizzate

- 5.5 Con la deliberazione 114/2019/R/GAS, l’Autorità ha prospettato l’introduzione, in esito ad approfondimenti sullo stato delle infrastrutture esistenti, di specifici meccanismi che incentivino il mantenimento in esercizio, nel rispetto dei requisiti di sicurezza ed efficienza complessiva del servizio, di infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente.
- 5.6 Con i DCO 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, l’Autorità ha, tra l’altro, posto in consultazione un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate e l’introduzione di uno specifico cespite, con vita utile più breve, per le manutenzioni straordinarie finalizzate all’allungamento della vita utile dei cespiti completamente ammortizzati.
- 5.7 Con la deliberazione 195/2022/R/GAS l’Autorità ha dato mandato all’impresa maggiore di trasporto di definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute dell’infrastruttura di trasporto, a supporto delle decisioni di sostituzione di infrastrutture di trasporto obsolete o completamente ammortizzate.
- 5.8 Con la comunicazione del 9 dicembre 2022 (prot. Autorità A/65895 del 12 dicembre 2022), Snam Rete Gas S.p.A. ha trasmesso ai sensi della deliberazione 195/2022/R/GAS la metodologia c.d. *Asset Health*.
- 5.9 Con la deliberazione 723/2022/R/GAS, anche tenuto conto delle osservazioni pervenute in risposta ai DCO 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, l’Autorità ha definito un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate, prevedendo in particolare:
- l’introduzione, dal 2023 e in via sperimentale per tutto il 6PRT, di un incentivo annuale per il mantenimento in esercizio di reti completamente ammortizzate che, a giudizio dell’impresa di trasporto e sulla base delle evidenze derivabili dall’applicazione della metodologia sullo stato di salute dell’infrastruttura, possono essere ancora esercite in sicurezza; tale incentivo è pari all’1% del costo storico rivalutato del cespite oggetto di incentivazione, e 0,5% per i metanodotti in esercizio che hanno terminato la loro vita utile regolatoria da più di 10 anni;
 - la definizione, nel provvedimento per la definizione dei criteri di regolazione per il 6PRT, di un cespite per le manutenzioni straordinarie con vita utile più breve del cespite metanodotti, quale ulteriore misura incentivante il mantenimento in esercizio;
 - una valutazione del meccanismo di incentivazione entro il termine del periodo di sperimentazione, fissato entro la fine del 6PRT, finalizzata ad una sua eventuale revisione.

Allegato B

- 5.10 Per il 6PRT è pertanto prevista l'applicazione sperimentale del meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate.
- 5.11 Si conferma inoltre l'introduzione, sempre a decorrere dagli investimenti entrati in esercizio nel 2023, del cespite con vita utile più breve per le manutenzioni straordinarie finalizzate all'allungamento della vita utile dei cespiti completamente ammortizzati (cfr. punto 4.11, lettera d)).

Sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione

- 5.12 Nei DCO 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, per le aree di nuova metanizzazione, l'Autorità ha consultato l'orientamento di applicare condizioni limite per lo sviluppo di rete di trasporto (condizioni minime di sviluppo), tramite l'applicazione di due soglie:
- a) una capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna non inferiore a un valore soglia compresa tra 0,2 Smc/g e 0,5 Smc/g per metro di rete realizzata;
 - b) un costo massimo ammesso al riconoscimento tariffario per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna non superiore a un valore soglia compreso tra 1.056 euro per Smc/g e 3.783 euro per Smc/g.
- 5.13 L'Autorità ha inoltre consultato l'introduzione di un riproporzionamento *ex post* degli investimenti ammessi al riconoscimento tariffario in funzione della coerenza tra la capacità di trasporto realizzata/disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e gli effettivi sviluppi della rete di distribuzione.
- 5.14 Sui criteri di efficienza per lo sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione, le osservazioni pervenute al DCO 336/2022/R/GAS hanno evidenziato i seguenti aspetti di rilievo ai fini del presente provvedimento:
- a) gli utenti del servizio di trasporto condividono la previsione di specifici indicatori di efficienza per gli investimenti in aree di nuova metanizzazione, ponendo particolare enfasi sull'opportunità di evitare lo sviluppo di infrastrutture di trasporto inefficienti o sovradimensionate;
 - b) alcune imprese di trasporto hanno espresso contrarietà rispetto al tetto specifico alla riconoscibilità degli investimenti;
 - c) le imprese di trasporto hanno poi sollevato criticità rispetto al riproporzionamento dei costi di investimento *ex post*, evidenziando come:
 - i. il raggiungimento della domanda prevista a regime possa seguire profili di c.d. "buildup" differenti in relazione allo sviluppo delle necessarie infrastrutture, e che quindi la soglia indicata potrebbe essere raggiunta in orizzonti temporali più lunghi;
 - ii. le imprese di trasporto non dispongano di leve per controllare o favorire gli allacciamenti sulla rete di distribuzione sottesa, e pertanto il riconoscimento dei costi sostenuti diverrebbe aleatorio e dipendente dalle decisioni di un soggetto terzo.

Allegato B

- 5.15 L'Autorità ritiene che, anche alla luce delle disposizioni contenute nella deliberazione 122/2023/R/GAS, sia opportuno confermare gli orientamenti espressi nel DCO 336/2022/R/GAS, prevedendo in particolare che:
- a) siano introdotte condizioni minime di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione articolate in un indice di capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna, pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata, e un indice di costo massimo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, pari a 2.800 euro per Smc/g;
 - b) qualora non sia rispettato l'indice di capacità minima di trasporto, gli investimenti relativi allo sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione siano ammessi al riconoscimento tariffario in misura non superiore all'indice di costo massimo di 2.800 euro per Smc/g, da rivalutare annualmente per mezzo del deflatore degli investimenti fissi lordi;
 - c) le soglie identificate siano applicate in modo sperimentale per il 6PRT, al termine del quale l'Autorità valuterà la necessità di una loro eventuale modifica.
- 5.16 Infine, come già chiarito nella deliberazione 122/2023/R/GAS, l'Autorità non intende dar corso al riproporzionamento *ex post* (dopo 6 anni) degli investimenti ammessi al riconoscimento tariffario; al riguardo l'Autorità, condividendo le osservazioni relative alla criticità di applicazione di un riproporzionamento dei riconoscimenti tariffari degli investimenti di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione in funzione di una verifica dell'effettiva domanda *ex post*, e delle conseguenti incertezze sui gestori derivanti da una variabile al di fuori del loro controllo, ha ritenuto opportuno gestire le necessarie misure che responsabilizzino tutti gli attori della filiera coinvolti al di fuori dei meccanismi di riconoscimento tariffario, rafforzando a tal proposito i Requisiti minimi di Piano.

Centrali dual fuel

- 5.17 Per le centrali *dual fuel*, nel DCO 336/2022/R/GAS, in esito a quanto prospettato nel DCO 616/2021/R/GAS e tenendo conto delle osservazioni ricevute, l'Autorità ha rappresentato l'opportunità:
- a) di introdurre un incentivo nella forma di un meccanismo di *sharing* del 50% dei ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nell'ambito del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) da parte dell'impresa maggiore di trasporto, nel limite di un tetto massimo pari al 2% annuo del valore dell'attivo immobilizzato lordo dell'investimento in ciascuna centrale di compressione *dual fuel*; e di applicare sperimentalmente tale meccanismo nel primo anno del 6PRT, eventualmente rivedendo i parametri dell'incentivazione per i successivi anni del periodo di regolazione;
 - b) la necessità di evitare che l'impresa maggiore di trasporto possa mettere in pratica comportamenti speculativi sul MSD, presentando offerte a prezzo

Allegato B

nullo e ricevendo una remunerazione per i servizi offerti pari al prezzo del mercato del giorno prima registrato del giorno in cui è stata presentata l'offerta;

- c) di assoggettare a simmetrica ripartizione con il sistema anche il gettito derivante dal meccanismo dei certificati bianchi.

5.18 Le osservazioni pervenute hanno ribadito le posizioni critiche degli operatori del settore elettrico precedentemente espresse nel DCO 616/2021/R/GAS, in particolare relative a:

- a) possibili rischi in termini di concorrenzialità e limitazione degli spazi di mercato per gli operatori economici che offrono gli stessi servizi con rischi di mercato;
- b) rischi di un esercizio inefficiente/disottimizzato della rete del gas e della gestione del *linepack*, con la conseguente eventuale necessità di dover attivare ulteriori risorse per il bilanciamento della rete;
- c) possibile vantaggio competitivo dell'impresa maggiore di trasporto rispetto agli operatori di mercato;
- d) opportunità di limitare i servizi offerti dall'impresa maggiore di trasporto, prevedendo che Terna S.p.A. li consideri come servizi di "ultima istanza" e li attivi solo in caso di insufficiente disponibilità di risorse di mercato sul MSD;
- e) opportunità che le offerte a salire associate al distacco/riduzione di carico dei compressori elettrici non siano presentate a prezzo nullo, ma a un prezzo che riflette il costo di sostituzione correlato al passaggio – a parità di *output* – dal compressore elettrico al compressore a gas, al fine di garantire il principio di *cost reflectivity*.

5.19 Inoltre, l'impresa maggiore di trasporto ha evidenziato che:

- a) i turbocompressori mantenuti in esercizio continueranno a essere utilizzati e non saranno finalizzati esclusivamente a realizzare un principio di scorta di potenza in caso di mancanza di alimentazione elettrica (cioè quale mera soluzione di *back-up*);
- b) in ragione della maggiore efficienza e del minore impatto ambientale dei compressori elettrici rispetto a tecnologie tradizionali, non sia opportuno introdurre alcun tetto all'incentivo e si debba prevedere che i proventi derivanti dalla partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento siano integralmente trattenuti dall'impresa a titolo di incentivo fino alla concorrenza di un ricavo aggiuntivo annuo pari al 2% dell'investimento, ripartendo con il sistema solo i ricavi ulteriori rispetto a tale soglia.

5.20 Anche tenuto conto delle osservazioni presentate al DCO 336/2022/R/GAS, nel ribadire quanto già osservato in risposta alle osservazioni pervenute al DCO 616/2021/R/GAS, l'Autorità ritiene che la partecipazione delle imprese di trasporto che esercitano centrali di compressione *dual fuel* al MSD, pur diminuendo gli spazi di mercato, rappresenti un utilizzo efficiente di infrastrutture

Allegato B

i cui costi sono già a carico della collettività, garantendo una riduzione dei costi di autoconsumo del trasporto a vantaggio di tutti gli utenti e riducendo le risorse da approvvigionare sul MSD, con conseguenti benefici per clienti finali dei settori elettrico e gas. Pertanto, si ritiene opportuno:

- a) qualora le ACB siano valutate positivamente, prevedere che i costi relativi alla realizzazione delle centrali di compressione *dual fuel* e alla loro manutenzione trovino riconoscimento tra i costi di capitale e operativi del servizio di trasporto, mentre i costi dell'energia elettrica necessaria al loro funzionamento trovino copertura in una specifica voce di ricavo a copertura dei costi per gli autoconsumi elettrici (cfr. comma 4.21, lettera c);
- b) confermare l'introduzione di un incentivo, nella forma di un meccanismo di *sharing* dei ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nel MSD da parte delle imprese di trasporto, fissando pari al 50% la quota di ricavo derivanti dall'offerta di servizi sul MSD che l'impresa di trasporto può trattenere;
- c) confermare l'opportunità che l'impresa di trasporto non metta in pratica comportamenti speculativi sul MSD; a tal fine, senza prevedere l'obbligo di accettazione delle offerte da parte di Terna ma in ogni caso facendo in modo che le offerte siano accettate secondo le ordinarie modalità di selezione delle risorse, prevedere che l'impresa di trasporto offra servizi su MSD secondo le seguenti modalità:
 - i. in caso di servizi "a salire" (di riduzione dei consumi), presentando offerte al prezzo del mercato del giorno prima registrato nel giorno in cui è stata presentata l'offerta;
 - ii. in caso di servizi "a scendere" (di aumento dei consumi), presentando offerte ad un prezzo che rifletta il proprio costo-opportunità, tenuto conto del criterio di copertura del costo del consumo elettrico, valorizzato al minore fra il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (PUN medio) e il prezzo del gas P_{AGS} (cfr. punto 4.26);
- d) non prevedere alcun riconoscimento specifico dei costi di sbilanciamento dei consumi elettrici delle centrali di compressione, fermo restando quanto prospettato al punto 4.26 sull'opportunità di avviare un monitoraggio di tali costi;
- e) confermare l'introduzione di un tetto massimo all'incentivo conseguibile dall'impresa di trasporto, fissandolo pari a 4 milioni di euro all'anno, corrispondente alla quota di ammortamento annua dell'investimento medio risultante dal Piano 2022 presentato da Snam Rete Gas per lo sviluppo delle centrali *dual-fuel*;
- f) confermare l'introduzione di un meccanismo di *sharing* simmetrico dei ricavi derivanti dalla partecipazione al meccanismo dei certificati bianchi;
- g) subordinare l'offerta di servizi di flessibilità sul MSD all'approvazione di una specifica proposta presentata dall'impresa di trasporto, contenente le relative

Allegato B

modalità operative che assicurino l'efficiente funzionamento dei servizi di bilanciamento gas e dispacciamento elettrico;

- h) richiedere all'impresa di trasporto la comunicazione degli importi derivanti dall'offerta di servizi di flessibilità in sede di attestazione dei ricavi, e prevederne la regolazione attraverso il versamento degli importi dovuti sul "Conto oneri trasporto" contestualmente alla regolazione delle partite relative ai fattori di correzione dei ricavi.

6. Criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto

Perimetro dell'attività di trasporto

- 6.1 L'Autorità ha consultato l'orientamento di confermare la perimetrazione dell'attività di trasporto vigente nel 5PRT.
- 6.2 In risposta alla consultazione è stato rilevato di:
 - a) includere, nel perimetro dell'attività di trasporto, la fornitura tramite carri bombolai qualora sopperisca stabilmente ad una mancanza della rete di trasporto e nei casi in cui l'interruzione si protragga oltre certi limiti temporali;
 - b) applicare, ai ricavi derivanti dai servizi ulteriori forniti attraverso l'impiego delle infrastrutture di trasporto, una simmetrica ripartizione tra gestore del sistema di trasporto e i clienti finali, in analogia a quanto già previsto dall'attuale regolazione del settore elettrico.
- 6.3 L'Autorità ritiene che:
 - a) la gestione dei carri bombolai/cisterna finalizzata all'approvvigionamento di una rete di distribuzione isolata, riconducibile alla fattispecie in cui la fornitura con carri bombolai sopperisce stabilmente alla mancanza della rete di trasporto, non rientra tra le attività caratteristiche dell'impresa di trasporto, la quale è responsabile esclusivamente dello svolgimento dell'omonimo servizio che, ai sensi dell'articolo 2, comma 2, lett. ii), del decreto legislativo 164/00, avviene solo mediante reti di gasdotti, nonché del dispacciamento delle sue proprie reti (o, nel caso dell'impresa maggiore di trasporto, della rete nazionale di gasdotti);
 - b) sia condivisibile la proposta di applicare una ripartizione tra imprese di trasporto e clienti finali dei ricavi netti derivanti da servizi forniti attraverso l'impiego delle infrastrutture di trasporto per finalità ulteriori rispetto al

Allegato B

servizio gas¹, purché ciò sia compatibile con il mantenimento degli standard di qualità e sicurezza del servizio di trasporto; e che tale ripartizione debba riguardare esclusivamente servizi al di fuori del perimetro dei servizi regolati, e non avvenga in modo automatico bensì sia subordinata all'approvazione, da parte dell'Autorità, di un'apposita istanza presentata dalle imprese di trasporto.

Ripartizione capacity-commodity

- 6.4 L'Autorità ha sottoposto a consultazione l'orientamento di applicare una ripartizione *capacity-commodity* basata sulla natura dei costi sottostanti (costi di capitale e operativi), in continuità con i criteri vigenti per il 5PRT e applicati fin dal 3PRT (2010-2014, cfr. deliberazione ARG/gas 184/09).
- 6.5 In risposta alla consultazione è stata rappresentata l'opportunità di preservare l'impostazione relativa alla ripartizione *capacity-commodity* anche nell'ambito della regolazione ROSS attraverso un'appropriata ripartizione della spesa totale in *slow money* e *fast money*.
- 6.6 L'Autorità ritiene condivisibile che, nella futura regolazione ROSS, la ripartizione *capacity-commodity* debba seguire criteri sostanzialmente analoghi a quelli attualmente in vigore, in particolare attraverso l'attribuzione della quota di *slow money* alla quota *capacity*, e della quota di *fast money* alla quota *commodity*.
- 6.7 Nel Report ACER sono state sollevate criticità sulla ripartizione *capacity-commodity* proposta, e in particolare sull'inclusione dei costi operativi riconosciuti nella quota di ricavo da recuperare mediante la componente *commodity*. Sul punto, si vedano più in dettaglio le argomentazioni riportate al punto 12.9.
- 6.8 L'Autorità intende in ogni caso confermare quanto proposto in sede di consultazione, con l'attribuzione dei costi di capitale alle componenti capacitive della tariffa e dei costi operativi alle componenti variabili della tariffa, e quindi prevedendo che il corrispettivo unitario variabile CV_U sia anche finalizzato alla copertura dei costi operativi riconosciuti, oltre che dei costi variabili quali autoconsumi, perdite e GNC.

¹ Al riguardo, si evidenzia come nel settore elettrico, ai sensi del TIT (Allegato A alla deliberazione 568/2019/R/eel), Terna S.p.A. ha la possibilità di trattenere il 50% ricavi netti (margini) derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura di trasmissione per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico (es. servizio di alloggiamento fibra ottica).

Allegato B

Corrispettivi variabili

Corrispettivo variabile CV_U

- 6.9 L'Autorità ha sottoposto a consultazione l'orientamento di applicare una componente tariffaria applicata ai volumi trasportati (CV_U) che sia:
- destinata alla copertura dei costi operativi riconosciuti, dei costi relativi al sistema di *Emission Trading* e dei costi per l'approvvigionamento dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC;
 - 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);
 - stabilita tenuto conto di un *driver* pari ai quantitativi di gas naturale allocati agli utenti nei punti di uscita verso impianti di stoccaggio, nei punti di interconnessione con i sistemi esteri, e nei punti di riconsegna, facendo riferimento ai volumi dell'anno $t-2$ rispetto all'anno tariffario.
- 6.10 In relazione al corrispettivo variabile CV_U , in risposta alla consultazione è stato rilevato di:
- utilizzare, quale *driver* per la determinazione dei corrispettivi di *commodity*, il volume con riferimento ai quantitativi di gas naturale misurati ai punti di riconsegna in luogo di quelli allocati agli utenti;
 - prevedere un meccanismo di conguaglio, simile a quello approvato per gli anni 2020 e 2021, che consenta all'impresa di trasporto di recuperare il differenziale fra volumi allocati agli utenti e volumi misurati.
- 6.11 L'Autorità ritiene che:
- sia opportuno confermare che la componente CV_U sia destinata alla copertura dei costi operativi riconosciuti, dei costi relativi al sistema di *Emission Trading* e dei costi per l'approvvigionamento dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, nonché per i consumi elettrici delle centrali di compressione;
 - sia opportuno che il *driver* per il dimensionamento faccia riferimento ai volumi misurati, in quanto maggiormente rappresentativi dell'utilizzo della rete di trasporto rispetto ai volumi allocati agli utenti;
 - l'applicazione dei corrispettivi variabili debba comunque intendersi in relazione ai volumi allocati agli utenti;
 - il gettito associato alla mancata applicazione dei corrispettivi variabili sugli eventuali scostamenti tra volumi prelevati (misurati) e volumi allocati, attribuiti al Responsabile del bilanciamento, sia gestito a valere sul "Conto oneri *settlement*" di cui al TISG.

Allegato B

Corrispettivo complementare variabile per il recupero dei ricavi CV_{FC}

- 6.12 L'Autorità ritiene opportuno confermare l'applicazione di un corrispettivo complementare variabile per il recupero dei ricavi (CV_{FC}) finalizzato alla gestione delle somme relative ai fattori correttivi e al conguaglio delle partite relative ad autoconsumi, perdite, GNC, e oneri ETS, e applicato ai quantitativi prelevati dalla rete nei punti di uscita dalla rete di trasporto corrispondenti ai punti di riconsegna e ai punti di uscita verso impianti di stoccaggio.
- 6.13 Su tale corrispettivo, nel Report ACER è stato evidenziato come l'Autorità sia tenuta a condurre una valutazione della sua corrispondenza ai costi e del suo impatto sui sussidi incrociati tra punti di interconnessione e punti diversi dai punti di interconnessione. A tal proposito si veda in particolare il punto 12.12.

Corrispettivi di capacità

Ripartizione *entry/exit*

- 6.14 L'Autorità ha proposto di confermare il criterio di determinazione della ripartizione *entry/exit* utilizzato per il 5PRT che, sulla base dei dati riscontrati negli ultimi anni e con l'obiettivo di evitare forti oscillazioni tariffarie, porterebbe ad una riduzione della quota di ricavo attribuita ai punti di entrata, sulla base di una ripartizione pari a 25/75, rispetto a 28/72 del 5PRT.
- 6.15 In risposta alla consultazione sono state espresse diverse posizioni, anche in contrasto tra loro; in particolare:
- alcuni soggetti hanno proposto di ridurre ulteriormente la quota di ricavo attribuita ai punti di entrata adottando una ripartizione 20/80, anche considerando la futura entrata in esercizio di nuovi punti di entrata e dunque la prospettata ulteriore riduzione del tasso di utilizzo complessivo;
 - un soggetto condivide la proposta dell'Autorità;
 - un soggetto ha invece implicitamente manifestato l'opportunità di incrementare la quota di ricavi attribuita agli *entry*, osservando come l'analisi dell'Autorità si basi sull'evidenza di una riduzione della domanda di gas naturale, avvenuta però durante anni termici caratterizzati da eventi eccezionali e pertanto non in grado di fornire un'adeguata base di valutazione per tutti gli anni del prossimo periodo regolatorio; inoltre, ritiene che un eventuale maggior peso attribuito ai punti di uscita debba essere adeguatamente temperato da strumenti che controbilancino gli effetti pregiudizievoli per i clienti finali dati da un aumento dei costi fissi per il servizio di trasporto ai punti di uscita.
- 6.16 L'Autorità ritiene che:
- il criterio adottato per la definizione della ripartizione *entry-exit* sia adeguato rispetto agli obiettivi di temperare i diversi interessi degli attori del sistema gas (in particolare *shipper*, venditori, clienti finali direttamente

Allegato B

allacciati al trasporto, clienti finali domestici); tale criterio, partendo di fatto da una ripartizione simmetrica, attribuisce agli *exit* anche una quota dell'*overcapacity* agli *entry* (che può essere considerato alla stregua di un costo per la sicurezza del sistema);

- b) sebbene la scelta della ripartizione da adottare si basi anche su un criterio predefinito e conseguenti specifiche elaborazioni da parte dell'Autorità, in ultima analisi è una scelta rimessa alla discrezionalità dell'Autorità, che deve tenere conto, oltre che dei vari interessi sopra richiamati, anche della necessità di garantire adeguata stabilità regolatoria, atteso che una eventuale adozione della ripartizione *entry-exit* pari a 20/80 avrebbe l'effetto di ridurre i corrispettivi di entrata in misura pari a circa -30%, dunque rappresentando una significativa discontinuità rispetto al passato;
- c) inoltre, se da un lato vi è l'attesa, nei prossimi anni, dell'entrata in esercizio di ulteriore capacità nei punti di entrata, dall'altra vi è anche l'aspettativa di una ripresa della domanda di gas naturale dovuta al venire meno degli effetti della pandemia da Covid-19 e a uno stabilizzarsi delle condizioni geopolitiche, nonché la possibilità di un maggiore utilizzo dei punti di entrata anche nell'ottica di esportare quantitativi di gas verso Nord;
- d) in ogni caso, che tale analisi non possa che basarsi sui dati ad oggi disponibili, e che eventuali revisioni della ripartizione *entry-exit* potranno essere prese in considerazione nell'ambito della revisione dei criteri per il successivo periodo tariffario.

6.17 In definitiva, l'Autorità ritiene opportuno confermare per il 6PRT una ripartizione *entry/exit* pari a 25/75 secondo quanto prospettato in consultazione, considerata l'opportunità di assicurare stabilità regolatoria e, al contempo, riflettere nei criteri tariffari le più recenti evidenze sui tassi di utilizzo dei punti di *entry*; inoltre, considerata l'incertezza delle dinamiche future, si ritiene ragionevole prevedere che, in occasione del prossimo periodo regolatorio, possa essere eventualmente ulteriormente modificata la ripartizione *entry/exit* per tenere conto delle evidenze storiche (in luogo che anticiparla già dal 6PRT sulla base di valutazioni prospettiche).

Metodologia

6.18 L'Autorità ha manifestato l'orientamento di confermare la determinazione dei corrispettivi di capacità secondo la metodologia della distanza ponderata per la capacità (*Capacity-Weighted Distance, CWD*), in analogia al 5PRT. Tale metodologia utilizza:

- a) ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari, i *driver* di costo della distanza e della capacità prevista in conferimento;
- b) ai fini del riproporzionamento dei corrispettivi in esito all'applicazione degli sconti ai punti di entrata e di uscita dello stoccaggio, un coefficiente moltiplicativo (separato per i punti di entrata e per i punti di uscita, al fine di

Allegato B

mantenere inalterata la ripartizione *entry/exit*) necessario ad assicurare la coerenza tra il livello dei corrispettivi e il ricavo di riferimento.

- 6.19 In risposta alla consultazione è stato rilevato di:
- a) utilizzare il criterio della capacità tecnica ai fini della ponderazione dei corrispettivi di entrata, e per il calcolo dei corrispettivi di entrata pre-riproporzionamento;
 - b) utilizzare un coefficiente additivo invece che moltiplicativo ai fini del riproporzionamento dei ricavi.
- 6.20 Si precisa che, nella metodologia proposta, il parametro della capacità prevista in conferimento è utilizzato in tre momenti distinti: a) nella definizione dei pesi relativi tra i corrispettivi (ponderazione); b) nel calcolo dei singoli corrispettivi unitari pre-riproporzionamento, a partire dai ricavi da recuperare e tenendo conto dei pesi relativi; c) nel riproporzionamento in esito all'applicazione degli sconti. A tal proposito:
- a) rispetto all'utilizzo della capacità tecnica nella definizione dei pesi relativi (lettera a)), l'Autorità ritiene che:
 - i. se da un lato consentirebbe una maggiore stabilità dei rapporti relativi tra i corrispettivi di *entry*, dall'altro farebbe venire meno la capacità della metodologia tariffaria di attribuire maggiori costi laddove ci sia un maggior utilizzo della rete, secondo un principio "*chi usa paga*" e di *cost reflectivity*; tale capacità della metodologia si ritiene ancor più importante in un contesto in evoluzione come quello che il sistema gas vivrà nei prossimi anni;
 - ii. dalle simulazioni effettuate, risulterebbe – rispetto alla condizione attuale – un significativo incremento dei pesi attribuiti ai punti di entrata caratterizzati da un minore utilizzo della capacità tecnica, incluso il punto di entrata di Gela per le importazioni da Sud, con effetti che rappresenterebbero una consistente discontinuità regolatoria;
 - b) l'utilizzo della capacità tecnica nel solo calcolo dei corrispettivi unitari (lettera b)) non genera effetti sul risultato finale;
 - c) l'utilizzo della capacità tecnica nel riproporzionamento (lettera c)) non è un'opzione percorribile ai sensi della disciplina comunitaria, in quanto genererebbe una sistematica sottostima dei corrispettivi rispetto al gettito da recuperare, venendo dunque meno al principio richiamato nell'Articolo 17, paragrafo 1, del Codice TAR.
- 6.21 Analogamente, l'utilizzo di un coefficiente additivo invece che moltiplicativo non si ritiene coerente con i principi generali della metodologia adottata, che attribuisce i costi in funzione dei pesi dei singoli punti.

Allegato B

Sconti stoccaggio e Gnl

- 6.22 L'Autorità ha proposto di confermare gli attuali livelli di sconto alle tariffe di capacità nei punti di entrata da e di uscita verso stoccaggio, pari al 50%, e nei punti di entrata da terminali di Gnl, pari a 0%.
- 6.23 In risposta alla consultazione è stata rilevata l'opportunità di includere, all'interno del prezzo delle aste, il costo per il servizio di trasporto, e di rendere strutturale quanto previsto dalla delibera 240/2022/R/GAS in materia di prezzi di riserva per le procedure di allocazione della capacità di rigassificazione estendendone l'applicazione a tutte le tipologie di conferimenti, prevedendo che i costi di trasporto siano regolati tra l'impresa di rigassificazione e Cassa con una componente tariffaria ad hoc.
- 6.24 A questo proposito, l'Autorità ritiene opportuno valutare l'inclusione del costo di trasporto all'interno del prezzo delle aste caso per caso, in considerazione delle specifiche condizioni (di mercato e di sicurezza) che caratterizzano le procedure concorsuali, nell'ottica di garantire l'efficienza complessiva delle procedure di allocazione delle capacità.

Ulteriori sconti

- 6.25 L'Autorità ha proposto di applicare uno sconto alle tariffe di capacità al futuro punto di uscita presso Gela (verso Malta) pari al 50%.
- 6.26 In risposta alla consultazione è stato rilevato di applicare uno sconto anche al punto di uscita virtuale di Melendugno, e flessibilizzare l'offerta di capacità in uscita da Melendugno attraverso ulteriori sessioni di conferimento anche su base mensile e trimestrale, come previsto per gli altri punti di uscita virtuali.
- 6.27 L'Autorità ritiene che non sia applicabile, ai sensi del Codice TAR, uno sconto al punto di uscita virtuale di Melendugno, in quanto (a differenza del futuro punto di uscita di Gela verso Malta) tale punto non collega un'infrastruttura finalizzata a terminare l'isolamento di uno Stato membro. Tuttavia, si ritiene possa essere introdotta la possibilità di conferimenti di capacità interrompibile, cui eventualmente associare un livello di sconto in funzione del rischio di interruzione.

Trattamento tariffario della Regione Sardegna

- 6.28 L'Autorità ha proposto di adottare una specifica metodologia per integrare le infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna nell'ambito della metodologia generale che prevede, tra l'altro, di includere i costi della rete sarda e della *virtual pipeline* nell'insieme dei costi da recuperare mediante i corrispettivi di capacità.
- 6.29 In risposta alla consultazione sono pervenute osservazioni attinenti, in prevalenza, alle modalità di gestione del servizio del collegamento virtuale, che sono al di fuori dell'ambito di applicazione del presente provvedimento. Rispetto a tali

Allegato B

osservazioni, l’Autorità ritiene che le modalità di gestione del servizio del collegamento virtuale debbano essere disciplinate con apposito provvedimento in esito al procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM per l’attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell’utilizzo del carbone in Sardegna.

- 6.30 Rispetto alle modalità di recupero dei costi delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna, e in particolare rispetto alla proposta formulata nel DCO 502/2022/R/GAS di inclusione nell’ambito della metodologia generale, anche in esito ai rilievi critici formulati nel Report ACER sui rischi di allocare impropriamente ai punti transfrontalieri anche i costi di trasporto finalizzati ad un uso della rete prevalentemente ‘domestico’ (v. punto 12.2 e seguenti), l’Autorità ritiene opportuno ricondurre anche tale tematica al procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM.

7. Ulteriori criteri di allocazione dei costi

Moltiplicatori ai punti di interconnessione

- 7.1 L’Autorità ha manifestato l’orientamento di confermare i livelli dei moltiplicatori infrannuali ai punti di interconnessione in vigore nel 5PRT. Non essendo state formulate osservazioni critiche, si intende confermare tale orientamento.

Moltiplicatori ai punti di riconsegna che servono utenze industriali

- 7.2 L’Autorità ha manifestato l’orientamento di introdurre moltiplicatori infrannuali, mensili e giornalieri, ai punti di riconsegna che alimentano clienti industriali direttamente allacciati al trasporto, rispettivamente pari a 1,3 e 1,7, anche ai fini dell’ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 6096 e 6098 del 18 luglio 2022 sulla necessità di introdurre misure di flessibilità del sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione del decreto-legge 22 giugno 83/2012 (cfr. deliberazione 448/2022/R/GAS).
- 7.3 In risposta alla consultazione è stato rilevato di:
- a) chiarire se la proposta si riferisca a tutti i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto o a un sottoinsieme di essi, eventualmente introducendo una soglia minima di consumo annuale per poter accedere ai conferimenti infrannuali;
 - b) prevedere anche conferimenti di capacità trimestrale;
 - c) porre il moltiplicatore giornaliero pari a quello previsto in corrispondenza dei punti di entrata/uscita transfrontalieri, ossia 1,5.
- 7.4 L’Autorità ritiene che:

Allegato B

- a) la possibilità di prenotare capacità su base infrannuale debba essere garantita a tutti i punti, indipendentemente dal consumo annuale, al fine di evitare disparità di trattamento tra utenti;
- b) al fine di garantire maggiore flessibilità, sia condivisibile la proposta di introdurre un conferimento di tipo trimestrale, cui associare un moltiplicatore pari a 1,2;
- c) non sia condivisibile la proposta di ridurre il moltiplicatore giornaliero in quanto il profilo di prelievo di tali utenti, se valutato su base giornaliera, risulta differente rispetto a quello dei punti di entrata/uscita transfrontalieri, e diversamente non sarebbe possibile garantire un generale principio di isogettito della misura proposta rispetto alla condizione attuale.

Moltiplicatori ai punti di riconsegna che servono utenze termoelettriche

- 7.5 L'Autorità ha manifestato l'orientamento di confermare i moltiplicatori infrannuali per utenze termoelettriche direttamente allacciate al trasporto in vigore nel 5PRT, pari a 2 per i prodotti di capacità mensile, e 7 per i prodotti di capacità giornaliera.
- 7.6 In risposta alla consultazione è stato rilevato di ridurre il livello dei moltiplicatori. L'Autorità ritiene che tale richiesta non sia condivisibile in quanto il livello dei moltiplicatori per i clienti termoelettrici, così come per le altre tipologie di clienti, è stato definito tenendo conto dell'esigenza di coprire i costi riconosciuti del servizio di trasporto mantenendo inalterato l'equilibrio del contributo tra le diverse tipologie di utenza. Inoltre, si ricorda che l'offerta di capacità con flessibilità infrannuale consente a ciascun cliente di scegliere la composizione di prodotti di capacità più adatta alle proprie esigenze e, di conseguenza, più efficienti condizioni di costo della capacità.

Moltiplicatori ai punti di riconsegna che servono city gate

- 7.7 L'Autorità ha consultato l'orientamento di introdurre conferimenti di capacità su base giornaliera, anche di tipo implicito, nei punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione (*city gate*), cui associare un moltiplicatore giornaliero pari indicativamente a 4.
- 7.8 In risposta alla consultazione è stato rilevato di chiarire le modalità di calcolo dei moltiplicatori.
- 7.9 Rispetto a tale punto, con la deliberazione 72/2023/R/GAS sono state definite le modalità di conferimento di capacità presso i punti di riconsegna ai *city gate* e, anche tenuto conto delle esigenze di chiarimento emerse in consultazione, sono stati declinati i criteri per la definizione e aggiornamento del moltiplicatore, a decorrere dal 1° ottobre 2023 (cfr. punto 3.7 e seguenti). L'Autorità intende confermare per il 6PRT quanto disposto con tale deliberazione.

Allegato B

Sconti per capacità interrompibile

- 7.10 La capacità di trasporto interrompibile può essere resa disponibile dall'impresa maggiore di trasporto nei punti di entrata e di uscita interconnessi con l'estero, secondo le modalità definite nel proprio Codice di rete, applicando corrispettivi di capacità ridotti rispetto a quelli applicati alla capacità di trasporto di tipo continuo al fine di riflettere il rischio associato all'interruzione del servizio.
- 7.11 In risposta alla consultazione è stata rilevata l'opportunità di definire sconti sui corrispettivi applicati nei punti uscita interconnessi con l'estero, nonché prevederne l'applicazione anche nei punti di entrata da impianti di biometano e da produzioni nazionali.
- 7.12 L'Autorità ritiene che:
- a) sia condivisibile la richiesta di definire corrispettivi specifici in tutti i punti di uscita interconnessi con l'estero, laddove vi sia un rischio di interruzione; e che, anche per tali punti, in analogia a quanto già disciplinato per i punti di entrata, sia opportuno che l'impresa maggiore di trasporto valuti l'applicazione di corrispettivi di capacità ridotti al fine di riflettere il rischio associato all'interruzione del servizio, assicurando trasparenza e parità di trattamento;
 - b) non ne sia per contro giustificabile l'introduzione nei punti di entrata da impianti di biometano e da produzioni nazionali, anche considerato che non si ravvisa una probabilità di interruzione tale da rendere lo sconto significativo.
- 7.13 L'Autorità ritiene pertanto opportuno che l'impresa maggiore di trasporto, in sede di presentazione della proposta tariffaria, definisca specifici prodotti di capacità interrompibile anche per i punti di uscita interconnessi con l'estero, e i rispettivi prezzi di riserva coerentemente con le disposizioni di cui all'articolo 16 del Codice TAR, ossia definendo il livello di sconto applicato tenendo conto del rischio associato all'interruzione del servizio.

8. Articolazione tariffaria del servizio di misura

- 8.1 L'Autorità ha consultato l'orientamento di:
- a) confermare l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali (CM_T) e una che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali (CM_{CF});
 - b) differenziare il corrispettivo CM_{CF} sulla base di due distinte classi di portata e mantenere il valore di tale corrispettivo fisso per tutto il periodo regolatorio, prevedendone l'aggiornamento esclusivamente per tenere conto delle variazioni del deflatore.
- 8.2 In risposta alla consultazione è stato rilevato di:

Allegato B

- a) prevedere che il corrispettivo CM_{CF} rispecchi in maniera più puntuale i costi sottostanti il servizio; a tal proposito:
 - i. differenziare il corrispettivo per scaglioni di capacità in modo regressivo, ed eventualmente anche per tipologie di clienti finali;
 - ii. in alternativa, prevedere un corrispettivo fisso per punto di riconsegna, differenziato per classe di misuratore;
 - b) mantenere la previsione in vigore nel 5PRT di uno sconto del 50% sul corrispettivo CM_{CF} per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione dell'impianto;
 - c) disciplinare tariffariamente i casi di cessione dell'impianto di misura anche da parte di soggetti regolati quali le imprese di distribuzione.
- 8.3 L'Autorità riconosce che, in risposta alla consultazione, sia emersa una pressoché unanime contrarietà rispetto alla proposta di articolazione del corrispettivo capacitivo CM_{CF} in quanto non in grado di riflettere adeguatamente i costi sottostanti il servizio, in particolare per gli impianti di portata maggiore. Anche in un'ottica di semplicità amministrativa, l'Autorità ritiene pertanto opportuno prevedere, in luogo del corrispettivo capacitivo CM_{CF} , un corrispettivo (CM_{CF}^{pdr}) espresso in euro/PDR/anno, articolato in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura ($Q_{ero} \leq 16 \text{ Smc/h}$; $16 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 65 \text{ Smc/h}$; $65 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 250 \text{ Smc/h}$; $250 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 4.000 \text{ Smc/h}$; $Q_{ero} > 4.000 \text{ Smc/h}$), determinato nel primo anno del periodo di regolazione e aggiornato negli anni successivi per tener conto del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 8.4 Per gli impianti di misura di classe inferiore (fino a 250 Smc/h), tipici dei punti di riconsegna sulla rete di distribuzione, si ritiene necessario dimensionare il corrispettivo CM_{CF}^{pdr} tenendo conto del valore medio, per i diversi ambiti tariffari, della componente della distribuzione tI_{mis} a copertura dei costi di misura. Per gli impianti di classe superiore, invece, si intende dimensionare il corrispettivo sulla base dei costi medi di installazione e manutenzione, come comunicati dalle imprese di trasporto in sede di proposta tariffaria.
- 8.5 Inoltre, l'Autorità ritiene che:
- a) sia condivisibile la proposta di mantenere uno sconto sul corrispettivo di misura presso i clienti finali per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione dell'impianto e che, data la modifica di cui al precedente punto, tale sconto debba essere pari al 50% rispetto al corrispettivo (CM_{CF}^{pdr});
 - b) come anche richiamato nella deliberazione 512/2021/R/GAS di riforma dell'assetto del servizio di misura, siano necessarie specifiche disposizioni regolatorie solamente in caso di cessione degli impianti di misura da parte dei clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto, in quanto soggetti esterni alla filiera del gas naturale e non ammessi ai criteri di riconoscimento dei costi; non sia pertanto condivisibile la proposta di prevedere specifiche disposizioni tariffarie per i casi di cessione dell'impianto di misura anche da

Allegato B

parte di soggetti regolati quali le imprese di distribuzione, che rimangono pertanto soggetti al quadro normativo e regolatorio applicabile ai casi di trasferimento di *asset* dalla distribuzione al trasporto.

9. Meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi

9.1 L'Autorità ha consultato l'orientamento di:

- a) confermare, nella sostanza, i meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi esistenti;
- b) escludere la quota di ricavo a copertura di costi ETS dal calcolo del fattore correttivo di *commodity*, analogamente a quanto già disciplinato per la quota di ricavo a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, prevedendone un meccanismo di copertura specifico;
- c) in ragione delle modifiche alle modalità di gestione delle partite relative a perdite di rete, autoconsumi e GNC (cfr. punto 4.24 e seguenti):
 - i. non prevedere meccanismi di conguaglio delle partite relative agli autoconsumi in quanto il quadro regolatorio garantirebbe già una totale copertura dei costi sostenuti dal RdB;
 - ii. introdurre un meccanismo di conguaglio delle partite relative alle perdite fisiche di rete che prevede che ciascuna impresa di trasporto compensi con Cassa lo scostamento tra le perdite contabilizzate nell'ambito del bilancio della rete (approvvigionate dal RdB) e le perdite riconosciute ai fini tariffari, valorizzando tale scostamento ad un onere unitario fisso;
 - iii. confermare, nella sostanza, l'attuale meccanismo di conguaglio delle partite relative al GNC, prevedendone tuttavia un adattamento al nuovo quadro regolatorio che assicura al RdB l'integrale copertura dei costi sostenuti per il GNC, e una modifica dei parametri di esposizione unitaria ed esposizione massima;
- d) gestire le somme relative al fattore correttivo dei ricavi di misura in analogia alle modalità di recupero delle somme per il servizio di trasporto, ossia mediante regolazione con Cassa nell'anno $t+1$ rispetto all'anno tariffario;
- e) introdurre revisioni e integrazioni dei meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi al fine di tener conto della necessità di ricondurre le imprese di trasporto al valore dei ricavi ammessi in ottica ROSS.

9.2 In risposta alla consultazione è stata manifestata l'opportunità di prevedere, anche per gli insoluti riferiti al mancato pagamento delle fatture relative al corrispettivo CV_U , un meccanismo analogo a quello prospettato per le componenti aggiuntive.

9.3 L'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti consultati, prevedendo inoltre che i meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi di competenza di un determinato anno t tengano conto esclusivamente del confronto tra i ricavi

Allegato B

effettivamente conseguiti e i ricavi rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe, come approvati dall'Autorità. Per contro, si ritiene che i conguagli derivanti dal confronto tra dati patrimoniali di consuntivo e preconsuntivo possano essere gestiti in sede di determinazione del ricavo ammesso in applicazione dell'approccio ROSS, che avverrà indicativamente tra la fine dell'anno $t+1$ e l'inizio dell'anno $t+2$ in esito al confronto tra la *baseline* di spesa totale e la spesa totale effettiva dell'anno t . Inoltre, in caso di eventuali aggiornamenti del WACC sopravvenuti successivamente all'approvazione delle tariffe di trasporto, l'Autorità valuterà caso per caso se aggiornare i ricavi d'impresa rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe e quindi conguagliare le partite economiche derivanti dall'aggiornamento del WACC già nell'ambito dei meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi, oppure se rimandare l'aggiornamento in sede di determinazione del ricavo ammesso dell'impresa.

- 9.4 Con riferimento al mancato pagamento del corrispettivo CV_U , l'Autorità ritiene che sia condivisibile l'esigenza di prevedere adeguate forme di copertura dal rischio di insolvenza e sia opportuno, a tal proposito, invitare le imprese di trasporto a sottoporre all'Autorità possibili modifiche al sistema di garanzie di cui ai Codici di rete o alle condizioni generali di contratto, in analogia a quanto previsto al comma 4.4 della deliberazione 72/2023/R/GAS per l'adeguamento dei meccanismi di gestione delle garanzie in relazione alla riforma dei processi di conferimento della capacità ai *city gate*.

10. Componenti tariffarie aggiuntive

- 10.1 L'Autorità ha consultato l'orientamento di:
- confermare la previsione secondo cui il gettito delle componenti aggiuntive sia versato a Cassa, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione delle componenti;
 - introdurre strumenti che tutelino le imprese di trasporto in relazione ai crediti non esigibili, simili a quelli vigenti per i distributori elettrici.
- 10.2 In risposta alla consultazione è stato rilevato di:
- modificare l'ambito di applicazione della componente aggiuntiva CRV^{OS} , prevedendone l'applicazione ai soli punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione;
 - applicare un meccanismo di copertura del rischio credito anche con riferimento a partite non rimosse relativamente ad anni pregressi.
- 10.3 Con riferimento alla modifica dell'ambito di applicazione di talune componenti aggiuntive, l'Autorità intende garantire continuità con i criteri vigenti.
- 10.4 Con deliberazione 462/2022/R/COM, l'Autorità ha modificato la RTTG 2020-2023 riducendo, a decorrere dal 2023, le tempistiche per il versamento a Cassa

Allegato B

delle componenti tariffarie addizionali. L'Autorità intende confermare tali previsioni per il 6PRT.

- 10.5 Con riferimento al mancato pagamento delle componenti tariffarie addizionali, l'Autorità ritiene opportuno che adeguate forme di copertura dal rischio di insolvenza possano essere definite nell'ambito delle modifiche al sistema di garanzie di cui ai Codici di rete o alle condizioni generali di contratto di cui al precedente punto 9.4.

11. Ulteriori osservazioni sulle modalità di corresponsione dei corrispettivi di trasporto

- 11.1 In risposta alla consultazione è stato altresì manifestata l'opportunità di prevedere modifiche alle modalità di corresponsione dei corrispettivi di capacità per alcune casistiche specifiche, e in particolare che:

- a) in caso di nuovi allacciamenti alla rete di trasporto, i corrispettivi di capacità siano applicati solo a decorrere dalla data per cui è effettuata la richiesta di conferimento di capacità;
- b) in caso di discatura di un punto di riconsegna direttamente allacciato, gli Utenti siano sollevati dall'obbligo di pagamento dei corrispettivi di capacità di trasporto, quantomeno a seguito di risoluzione del contratto di vendita per inadempimento da parte del cliente finale o per cessazione dell'attività da parte del cliente finale.

- 11.2 Attualmente, con riferimento ai nuovi allacciamenti, ai sensi del Codice di rete:

- a) dal contratto di allacciamento deriva il vincolo, per l'utente, di richiedere la capacità entro 12 mesi dalla data in cui la capacità è resa disponibile per il conferimento da parte dell'impresa di trasporto;
- b) se il conferimento avviene entro l'anno termico in cui la capacità è stata resa disponibile, la corresponsione dei corrispettivi avviene a decorrere dalla messa a disposizione della capacità; se il conferimento avviene nell'anno termico successivo, la corresponsione è a decorrere dall'inizio di tale anno termico.

- 11.3 Sulle modalità di corresponsione dei corrispettivi di capacità, l'Autorità ritiene che:

- a) nel caso di nuovi allacciamenti:
 - i. tenuto conto della possibilità di conferimenti infrannuali su base mensile per gli utenti direttamente allacciati, nonché della riforma delle modalità di conferimento di capacità ai *city gate* di cui alla deliberazione 147/2019/R/GAS, sia possibile valutare modifiche al Codice di rete per prevedere che la corresponsione dei corrispettivi di trasporto avvenga a decorrere dalla data per cui è effettuata la richiesta di conferimento di capacità;

Allegato B

ii. a tale fine, sia opportuno dare mandato all'impresa maggiore di consultare una modifica al Codice di rete;

b) nel caso di discature:

i. dal Codice di rete deriva il vincolo, per l'utente, a corrispondere i corrispettivi di trasporto fino alla fine dell'anno termico nei casi in cui la discatura avvenga entro due mesi dalla richiesta; se il punto va in *default*, la capacità è conferita al soggetto che eroga il servizio di *default* trasporto che trasferisce il relativo costo al cliente finale;

ii. sia possibile valutare modifiche al Codice di rete per prevedere che, nel caso di discatura, al relativo utente sia applicato il minore fra il corrispettivo di trasporto annuale per il periodo dalla discatura sino alla fine dell'anno termico o la maggiorazione connessa al conferimento mensile per il periodo dall'inizio dell'anno termico alla data di discatura.

12. Osservazioni Report ACER e controdeduzioni

12.1 In data 17 febbraio 2023, ai sensi dell'articolo 27, paragrafi 2 e 3, del Codice TAR, ACER ha reso pubblico il proprio Report recante l'analisi delle proposte contenute nel DCO 502/2022/R/GAS, in particolare in relazione alla conformità della metodologia dei prezzi di riferimento rispetto ai requisiti di cui al Codice TAR. Si riporta di seguito una sintesi dei principali elementi rilevati dall'ACER, relativi a:

- a) trattamento tariffario delle infrastrutture di trasporto della Regione Sardegna;
- b) perimetro dei costi da recuperare mediante il corrispettivo variabile;
- c) valutazione del corrispettivo complementare variabile;
- d) componenti tariffarie aggiuntive;
- e) stima dei ricavi per gli anni del periodo di regolazione.

Trattamento tariffario delle infrastrutture di trasporto della Regione Sardegna

12.2 Nella valutazione delle proposte dell'Autorità sul trattamento tariffario della Regione Sardegna, ACER richiama l'analisi già svolta in occasione del precedente Report sui criteri per il 5PRT (Report del 14 febbraio 2019) sul tema delle reti regionali, ossia quelle reti che, pur ricadendo nella definizione di "servizio di trasporto" ai sensi del Codice TAR, sono utilizzate prevalentemente per usi domestici (qui intesi come utilizzi da parte di clienti ubicati sul territorio nazionale, a differenza degli utilizzi transfrontalieri).

12.3 L'analisi svolta in occasione della consultazione sul 5PRT concludeva che le reti di trasporto regionale sono più assimilabili a reti di distribuzione e che, poiché l'adozione di una unica metodologia dei prezzi di riferimento per l'intero perimetro della rete di trasporto è potenzialmente in grado di attribuire i costi della

Allegato B

rete regionale anche ai punti di interconnessione, tale scelta di applicare una metodologia unica (includendo anche le reti di trasporto regionale) sarebbe stata giustificabile solo laddove si fosse dimostrata in grado di allocare i costi di tali reti regionali prevalentemente ai punti domestici.

- 12.4 Per quanto riguarda le infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna, sulla base delle informazioni fornite nell'ambito della consultazione, nonché bilateralmente dagli uffici dell'Autorità, ACER conclude che tali infrastrutture sono, al pari delle reti regionali, finalizzate esclusivamente ad usi domestici e che, sebbene collegate fisicamente a impianti di rigassificazione, non consentano fisicamente il trasporto di gas verso altri punti di interconnessione.
- 12.5 Di conseguenza, l'inclusione dei relativi costi nella metodologia generale può essere coerente con il Codice TAR a condizione che tale metodologia sia in grado di allocarne i relativi costi principalmente ai punti di uscita domestici, e non vi sia un trasferimento dei costi ai punti di uscita transfrontalieri; in caso contrario, tali infrastrutture dovrebbero essere classificate come reti di distribuzione, e i rispettivi costi allocati al di fuori della metodologia dei prezzi di riferimento.
- 12.6 ACER evidenzia inoltre come il criterio per il calcolo della distanza ai fini dell'inclusione della Sardegna nella metodologia non sia sufficientemente dettagliato e non consenta di valutarne l'aderenza ai costi sottostanti, in particolare per quanto riguarda la mancata considerazione della distanza 'marittima' del servizio di collegamento virtuale.
- 12.7 Rispetto alle osservazioni di ACER, l'Autorità ritiene che:
- a) l'eventuale inclusione delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna nella metodologia generale non possa che seguire un approccio semplificato, specialmente per quanto riguarda il criterio di calcolo della distanza che, nel caso del collegamento virtuale, non può essere definito in modo puntuale in ragione delle diverse possibili configurazioni di approvvigionamento;
 - b) sia possibile fornire maggiori dettagli sulla modalità di calcolo della distanza sulla terraferma, analoga a quella degli altri punti, come già esplicitato al punto 18.19 del DCO 502/2022/R/GAS), e che sia possibile individuare un criterio per definire la distanza 'marittima', ipotizzata pari a zero anche in ragione del sopra richiamato approccio semplificato, garantendo l'aderenza ai costi sottostanti;
 - c) a prescindere dalle specifiche modalità di inclusione nella metodologia generale, la coerenza rispetto ai criteri di cui al Codice TAR si sostanzia principalmente negli effetti che tale metodologia produce, specialmente sui punti transfrontalieri;
 - d) a tal proposito, stanti le attuali incertezze relative alla configurazione ottimale del collegamento virtuale e alla data di entrata in esercizio dei relativi investimenti, non sia al momento possibile effettuare una valutazione di

Allegato B

maggior dettaglio rispetto a quella già riportata nell'Appendice al DCO 502/2022/R/GAS (cfr. Capitolo 7);

- e) per tale ragione, sia opportuno ricondurre il trattamento tariffario delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna al procedimento avviato deliberazione 279/2022/R/COM per l'attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna;
- f) le proposte relative a tale trattamento tariffario saranno inviate ad ACER per le valutazioni di competenza relativamente alla coerenza con il quadro comunitario.

Perimetro dei costi da recuperare mediante il corrispettivo variabile

12.8 Con riferimento al perimetro dei costi da recuperare mediante il corrispettivo variabile CV_U , ACER evidenzia che:

- a) la proposta dell'Autorità di includere (in coerenza con i precedenti periodi regolatori) l'intero ammontare dei costi operativi non è coerente con le disposizioni di cui al Codice TAR (articolo 4, paragrafo 3, lettera a), punto i)) che prevedono che il corrispettivo variabile sia riscosso al fine di coprire i costi dovuti principalmente alla quantità del flusso di gas (ossia i costi proporzionali ai volumi trasportati);
- b) al tempo stesso, la quota di ricavi da recuperare mediante il corrispettivo variabile risulti, nel complesso, relativamente modesta, dunque coerente con il principio generale di cui al medesimo articolo 4, paragrafo 3, del Codice TAR secondo cui il ricorso al corrispettivo variabile debba essere fatto in via eccezionale.

12.9 Rispetto alle osservazioni di ACER, l'Autorità ritiene che:

- a) la scelta di includere i costi operativi nel perimetro dei costi da recuperare mediante il corrispettivo variabile è stata effettuata, sin dal primo periodo di regolazione (in cui vigeva la determinazione di una componente di ricavo *commodity* fissa, pari al 30% dei ricavi riconosciuti, comprensiva quindi non solo dei costi operativi ma anche di una quota di costi di capitale), anche con l'obiettivo di garantire una maggiore flessibilità nell'utilizzo del servizio di trasporto da parte degli utenti;
- b) ciononostante, già a decorrere dal terzo periodo di regolazione (3PRT 2010-2014, cfr. deliberazione ARG/gas 184/09) l'Autorità aveva provveduto a ridurre la quota di ricavo da recuperare mediante il corrispettivo variabile al fine di assicurare una struttura tariffaria più aderente ai costi sottostanti del servizio (passando da una ripartizione *capacity-commodity* fissa, pari a 70/30, ad una ripartizione sulla base della tipologia di costo sottostante, che per il 5PRT è risultata mediamente pari a 85/15);
- c) sia necessario assicurare la stabilità regolatoria rispetto a tale scelta, anche considerato che gli utenti del servizio avevano già espresso forti criticità nel

Allegato B

momento in cui l’Autorità nel 3PRT aveva adottato una ripartizione basata sulla tipologia di costo sottostante;

- d) in generale, escludendo gli ultimi anni caratterizzati da prezzi del gas eccezionalmente elevati che hanno comportato un aumento significativo della componente *commodity*, la percentuale dei costi operativi sul totale dei costi riconosciuti risulta molto contenuta (mediamente, circa il 10%), come anche riconosciuto nel Report ACER²; la ripartizione *capacity-commodity* complessiva (mediamente pari a 85/15, che ricomprende in *commodity* non solo i costi operativi ma anche i costi variabili riconducibili ai consumi energetici della rete) risulta sostanzialmente in linea con quella adottata anche da altri Paesi³;
- e) peraltro, un’eventuale distinzione dei costi operativi tra costi fissi e costi variabili (in funzione dei volumi di gas movimentato) sarebbe di complessa implementazione, e difficilmente conciliabile con le tempistiche di determinazione dei corrispettivi imposte dal Codice TAR stesso;
- f) pertanto, l’Autorità intende confermare quanto sottoposto a consultazione, ossia prevedere che il corrispettivo unitario variabile CV_U sia anche finalizzato alla copertura dei costi operativi riconosciuti.

Valutazione del corrispettivo complementare variabile

- 12.10 Con riferimento al corrispettivo complementare variabile CV_{FC} , ACER evidenzia come, sebbene in termini generali questo sia coerente con i criteri di cui al Codice TAR, l’Autorità sia tenuta, ai sensi dell’articolo 4, paragrafo 3, lettera b), punto iv), a condurre una valutazione della sua corrispondenza ai costi e del suo impatto sui sussidi incrociati tra punti di interconnessione e punti diversi dai punti di interconnessione.
- 12.11 Qualora il grado di tali sussidi incrociati dovesse essere significativo, ACER chiede all’Autorità di valutare azioni di mitigazione quali, a titolo esemplificativo, il fatto di gestire i fattori correttivi nell’ambito dei ricavi riconosciuti per gli anni successivi. ACER chiede inoltre all’Autorità di considerare, ai fini di tale valutazione, anche scenari di incremento delle esportazioni rispetto ai livelli attuali.
- 12.12 Rispetto alle osservazioni di ACER, l’Autorità ritiene che:
 - a) in termini generali, le previsioni regolatorie sono tali da minimizzare gli scostamenti tra i ricavi utilizzati ai fini della determinazione dei corrispettivi

² “At the same time, the Agency remarks that the share of transmission revenue allocated using this charge (including OPEX) remains rather low, as required by Article 4(3) of the NC TAR that establishes that commodity charges should only be used as an exception”.

³ Per un confronto, si veda ACER (2020) ‘NC TAR Implementation Report’ (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf)

Allegato B

e i ricavi effettivamente conseguiti dalle imprese di trasporto, in particolare attraverso una previsione delle capacità in conferimento che è effettuata annualmente sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento di presentazione della proposta tariffaria;

- b) un eventuale incremento delle esportazioni rispetto ai livelli attuali non darebbe luogo ad alcuna modifica significativa del suddetto quadro, dal momento che verrebbe internalizzato nelle previsioni della capacità in conferimento e quindi nel livello dei corrispettivi, non alterando, di per sé, la corrispondenza tra i ricavi utilizzati ai fini della determinazione dei corrispettivi e i ricavi effettivamente conseguiti dalle imprese di trasporto;
- c) se si esclude il valore del CV_{FC} per l'anno 2022 (dimensionato in modo tale da coprire i fattori correttivi di competenza 2020, che hanno avuto natura eccezionale dovuta alla copertura dei costi relativi al meccanismo del cd. *reshuffling*, nonché alla contrazione dei consumi dovuta alla pandemia da Covid-19), la valorizzazione di tale corrispettivo è stata di entità marginale (pari a zero nel 2020, a $-0,0006006$ €/Smc nel 2021, e nuovamente pari a zero nel 2023);
- d) la scelta di gestire le somme relative ai fattori correttivi mediante un corrispettivo complementare variabile, e non di ricomprenderle nell'ambito dei ricavi riconosciuti, è stata giustificata nel SPRT anche con l'obiettivo di garantire una maggiore stabilità e prevedibilità dei corrispettivi di capacità; obiettivo che si ritiene debba continuare ad essere perseguito;
- e) per tali ragioni, si ritiene che il potenziale impatto sui sussidi incrociati tra punti di interconnessione e punti diversi dai punti di interconnessione sia di entità trascurabile, e comunque non tale da giustificare una diversa modalità di gestione di tali partite rispetto a quanto consultato.

Componenti tariffarie addizionali

- 12.13 Rispetto alle componenti tariffarie addizionali, ACER ritiene che, per alcune di queste (in particolare quelle che recuperano i costi di infrastrutture di Gnl e di stoccaggio), vi sia un rischio di sussidiazione incrociata, nonché di sovradimensionamento delle infrastrutture e distorsione della concorrenza.
- 12.14 ACER invita pertanto l'Autorità ad estendere alle componenti tariffarie addizionali i medesimi requisiti di cui all'articolo 4, paragrafo 4, del Codice TAR per i servizi non di trasporto, nonché di tenere conto delle linee guida incluse nel capitolo 6 del '*NC TAR Implementation Report*' pubblicato da ACER nel 2020⁴; in particolare, chiede di fornire maggiore trasparenza e di dimostrare che tali

⁴https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf

Allegato B

componenti rispecchino i costi e siano non discriminatorie, oggettive e trasparenti, e applicate ai beneficiari.

12.15 In fatto di trasparenza, l’Autorità ritiene che:

- a) le componenti tariffarie aggiuntive sono stabilite e aggiornate mediante deliberazione dell’Autorità, e il loro valore è anche reso noto dalle imprese di trasporto in virtù di uno specifico obbligo informativo⁵;
- b) in relazione in particolare alle componenti che recuperano i costi di infrastrutture di rigassificazione e di stoccaggio (CRV^{FG} e CRV^{OS}), le somme da recuperare sono definite negli specifici atti e provvedimenti dell’Autorità che approvano i ricavi e i corrispettivi per tali servizi (da ultimo, si vedano le deliberazioni 278/2022/R/GAS per il servizio di rigassificazione del Gnl, e 384/2022/R/GAS per il servizio di stoccaggio).

12.16 In fatto di coerenza nell’applicazione rispetto ai soggetti beneficiari, le componenti tariffarie aggiuntive sono finalizzate a coprire costi che hanno natura di onere generale di sistema e, pertanto, sono applicate alla generalità dei clienti finali, fatti salvi i casi di agevolazioni per specifiche categorie di clienti finali derivanti da specifici atti normativi/regolatori (es. esenzione dei clienti finali termoelettrici dal pagamento degli oneri relativi all’interrompibilità) o applicazione ai soli clienti finali direttamente allacciati al trasporto di componenti tariffarie omologhe a componenti applicate ai soli clienti direttamente allacciati alla distribuzione.

12.17 Rispetto al rischio di sovradimensionamento delle infrastrutture e distorsione della concorrenza, con particolare riferimento ai servizi di rigassificazione del Gnl e stoccaggio gas, è necessario premettere che le relative componenti aggiuntive recuperano il gettito necessario a finanziare gli istituti regolatori di copertura del ricavo regolato, e che tali istituti sono stati fino ad oggi giudicati compatibili con la normativa europea in materia di aiuti di Stato, non ravvisandosi di conseguenza rischi di sovradimensionamento di tali infrastrutture o di distorsione della concorrenza; in particolare:

- a) per quanto riguarda il servizio di rigassificazione, la regolazione prevede, per i terminali di rigassificazione dichiarati strategici, l’accesso al c.d. strumento del fattore di correzione dei ricavi, ossia uno strumento di speciale limitazione del rischio sopportato dall’operatore di rigassificazione che assicura una copertura parziale dei costi riconosciuti anche in caso di sottoutilizzo o di allocazione della capacità a prezzi inferiori alla tariffa regolata;
- b) per il servizio di stoccaggio:

⁵ A titolo esemplificativo, si veda per l’anno 2023: https://www.snam.it/it/trasporto/codice-rete-tariffe/Tariffe_trasporto/index-2023.html dove, nella sezione ‘Componenti tariffarie relative agli oneri aggiuntivi’ sono indicati anche i riferimenti alle rispettive deliberazioni.

Allegato B

- i. i meccanismi di compensazione dei ricavi vigenti nell'ambito dei criteri di regolazione tariffaria sono volti ad assicurare a ciascuna impresa di stoccaggio, che eroga un servizio di interesse economico generale soggetto ad accesso regolato e sottoposto a obblighi di servizio pubblico, la copertura dei ricavi di riferimento ammessi al riconoscimento tariffario, indipendentemente dalle quantità di capacità effettivamente conferite agli utenti del servizio e, a decorrere dall'introduzione di meccanismi di asta competitivi per l'accesso al servizio, indipendentemente dal prezzo di assegnazione della capacità;
- ii. tali meccanismi trovano giustificazione nel ruolo strategico che riveste lo stoccaggio, fondamentale per la sicurezza del sistema non solo sotto il profilo della sicurezza degli approvvigionamenti ma anche per le esigenze di bilanciamento del sistema nazionale del gas;
- iii. inoltre, rispondono anche alla legittima necessità di garantire l'equilibrio economico-finanziario degli esercenti il servizio di stoccaggio e una congrua remunerazione del capitale, anche in relazione agli obblighi di servizio pubblico loro imposti dalle previsioni normative e regolatorie.

Stima dei ricavi per gli anni del periodo di regolazione

- 12.18 Nell'ambito del Report ACER è stato inoltre chiesto all'Autorità di fornire una stima dell'evoluzione dei ricavi riconosciuti per tutti gli anni del periodo di regolazione, al fine di consentire agli utenti una migliore stima dell'evoluzione delle tariffe future.
- 12.19 Nella Parte III del presente Allegato B sono fornite le stime dei ricavi per tutti gli anni del 6PRT (cfr. Tabella 3).

Allegato B

PARTE III DATI E SIMULAZIONI

13. Premessa

- 13.1 Nella presente Parte III, in coerenza con i requisiti di trasparenza del Codice TAR, si rendono disponibili gli ulteriori dati e informazioni sulle caratteristiche della rete e le previsioni dei livelli tariffari di cui all'articolo 26 del Codice TAR che, ai sensi dell'articolo 27, paragrafo 4, del medesimo Codice TAR, devono essere resi disponibili nell'ambito della decisione finale sui criteri di regolazione per il 6PRT.
- 13.2 Si evidenzia che le stime dei ricavi e dei livelli tariffari riportate nella presente Parte III riflettendo specifiche assunzioni sulla stima dei ricavi di riferimento e delle capacità previste in conferimento, sono da intendersi come indicative, in coerenza con quanto esplicitamente previsto dall'articolo 26, paragrafo 1, lettere a), punto iii., e lettere b) e d), e, pertanto, non vincolano in alcun modo l'Autorità o possono costituire affidamenti futuri per gli utenti del trasporto.

14. Informazioni sulle caratteristiche tecniche della rete di trasporto

- 14.1 Sono di seguito riportate le informazioni relative a:
- c) la capacità contrattuale prevista ai punti di entrata e di uscita (Tabella 1);
 - d) la rappresentazione strutturale, con adeguato grado di dettaglio, della rete di trasporto (Figura 1);
 - e) la matrice delle distanze dei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, rilevante alla fine dell'applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento (Tabella 2).

Allegato B

Tabella 1: Capacità previste in conferimento per il periodo 2024-2027 (MSmc/g)

Punti di entrata		2024	2025	2026	2027
INTERCONNESSIONI	Mazara del Vallo	75,0	75,0	75,0	75,0
	Gela	13,2	13,2	13,2	13,2
	Passo Gries (CH)	15,3	15,3	15,3	15,3
	Tarvisio (AT)	20,0	20,0	20,0	20,0
	Gorizia (SI)	0,0	0,0	0,0	0,0
	Melendugno TAP	25,4	25,4	29,0	30,0
GNL	GNL Panigaglia	8,1	8,1	8,1	8,1
	GNL Cavarzere	24,4	24,4	24,4	24,4
	GNL OLT Livorno	11,3	11,3	11,3	11,3
	FSRU Ravenna ⁽¹⁾	7,0	13,0	13,0	13,0
	FSRU Piombino ⁽²⁾	13,0	13,0	7,0	7,0
PRODUZIONE	Hub 1 - Ripalta	0,6	0,6	0,6	0,6
	Hub 2 - Ravenna	1,8	1,8	1,8	1,8
	Hub 3 - Rubicone	1,0	1,0	1,0	1,0
	Hub 4 - Falconara	3,8	3,8	3,8	3,8
	Hub 5 - Pineto	0,5	0,5	0,5	0,5
	Hub 6 - S.Salvo	0,2	0,2	0,2	0,2
	Hub 7 - Candela	0,2	0,2	0,2	0,2
	Hub 8 - Monte Alpi	3,7	3,7	3,7	3,7
	Hub 9 - Crotone	0,9	0,9	0,9	0,9
	Hub 10 - Gagliano	0,5	0,5	0,5	0,5
STOCCAGGI	San Salvo	19,3	19,3	19,3	19,3
	Sabbioncello	6,6	6,6	6,6	6,6
	Minerbio	18,7	18,7	18,7	18,7
	Sergnano	18,7	18,7	18,7	18,7
	Settala	13,3	13,3	13,3	13,3
	Brugherio	3,2	3,2	3,2	3,2
	Ripalta	7,8	7,8	7,8	7,8
	Corte	4,0	4,0	4,0	4,0
	Collalto	4,3	4,3	4,3	4,3
	Cellino	0,8	0,8	0,8	0,8
	Castel Bolognese	2,8	2,8	2,8	2,8
	Bordolano	8,0	8,0	8,0	8,0
	Cornegliano	2,3	2,3	2,3	2,3

(1) Nell'anno 2024, ipotizzati 6 mesi di operatività

(2) Negli anni 2026 e 2027 capacità ridotta per consentire ricollocamento del terminale

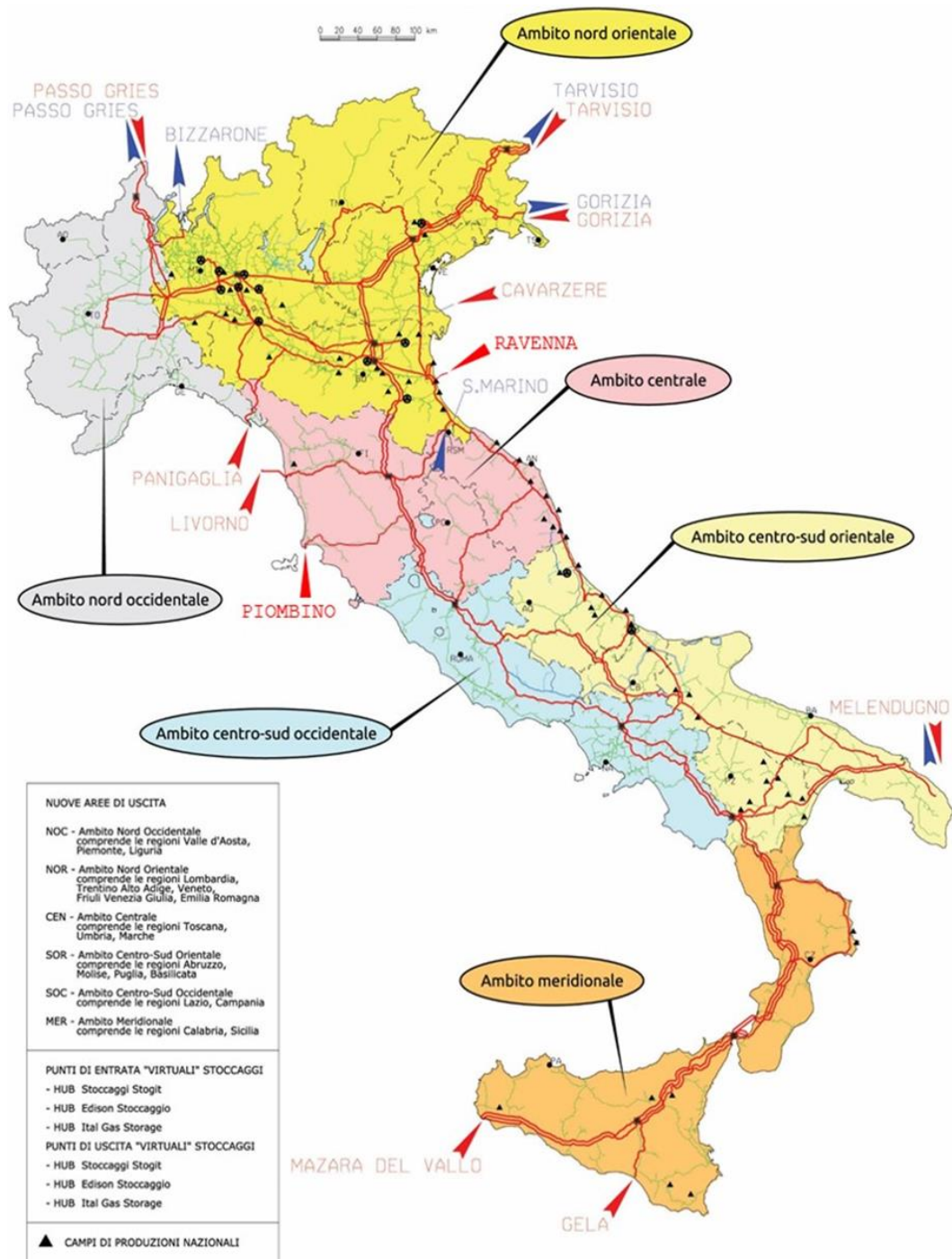
Allegato B

Punti di uscita		2024	2025	2026	2027
AREE DI RICONSEGNA	NOC Nord Occidentale (<15 km)	16,6	16,6	16,6	16,6
	NOC Nord Occidentale (>15 km)	43,1	43,1	43,1	43,1
	NOR Nord Orientale (<15 km)	130,2	130,2	130,2	130,2
	NOR Nord Orientale (>15 km)	87,6	87,6	87,6	87,6
	CEN Centrale (<15 km)	15,3	15,3	15,3	15,3
	CEN Centrale (>15 km)	25,5	25,5	25,5	25,5
	SOR Centro-sud Orientale (<15 km)	26,7	26,7	26,7	26,7
	SOR Centro-sud Orientale (>15 km)	9,6	9,6	9,6	9,6
	SOC Centro-sud Occidentale (<15 km)	4,9	4,9	4,9	4,9
	SOC Centro-sud Occidentale (>15 km)	36,9	36,9	36,9	36,9
	MER Meridionale (<15 km)	19,5	19,5	19,5	19,5
	MER Meridionale (>15 km)	16,6	16,6	16,6	16,6
	STOCCAGGI	San Salvo	16,8	16,8	16,8
Sabbioncello		5,6	5,6	5,6	5,6
Minerbio		12,3	12,3	12,3	12,3
Sergnano		11,2	11,2	11,2	11,2
Settala		5,6	5,6	5,6	5,6
Brugherio		3,4	3,4	3,4	3,4
Ripalta		10,6	10,6	10,6	10,6
Corte		8,4	8,4	8,4	8,4
Collalto		3,4	3,4	3,4	3,4
Cellino		0,7	0,7	0,7	0,7
Castel Bolognese		2,2	2,2	2,2	2,2
Bordolano		8,4	8,4	8,4	8,4
Cornegliano		1,4	1,4	1,4	1,4
INTERCONNESSIONI	Bizzarone (CH)	0,8	0,8	0,8	0,8
	Gorizia (SI)	0,1	0,1	0,1	0,1
	R. S. Marino	0,4	0,4	0,4	0,4
	Passo Gries (CH)	5,5	9,0	9,0	9,0
	Melendugno TAP	0,4	0,4	0,4	0,4
	Tarvisio (AT)	15,0	18,0	18,0	18,0

Fonte: Snam Rete Gas S.p.a.

Allegato B

Figura 1: Rappresentazione della rete dei gasdotti



Fonte: Snam Rete Gas S.p.a.

Allegato B

Tabella 2: Matrice delle distanze tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete

Name	Type	Cluster	Exit points																														
			NOC<15 Nord Occidentale	NOR<15 Nord Orientale	CEN<15 Centrale	SOR<15 Centro-sud Orientale	SOC<15 Centro-sud Occidentale	MER<15 Meridionale	NOC>15 Nord Occidentale	NOR>15 Nord Orientale	CEN>15 Centrale	SOR>15 Centro-sud Orientale	SOC>15 Centro-sud Occidentale	MER>15 Meridionale	San Salvo Exit	Sabbioncello Exit	Minerbio Exit	Sergnano Exit	Settala Exit	Brughiero Exit	Ripalta Exit	Corte Exit	Collalto Exit	Cellino Exit	Casali Bolognese Exit	Bordolano Exit	Cornegliano L. Exit	Bizzarone (CH) Exit	Gorizia (SI) Exit	R. S. Marino Exit	Passo Gries (CH) Exit	Melendugno TAP Exit	Tarvisio (AT) Exit
			Area	Area	Area	Area	Area	Area	Area	Area	Area	Area	Area	Area	Area	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio	Stoccaggio
Mazara del Vallo Entry	IP	Mazara del Vallo Entry	1.751	1.593	1.328	913	983	331	1.797	1.615	1.356	946	1.024	407	997	1.484	1.432	1.647	1.664	1.693	1.632	1.590	1.591	1.146	1.389	1.621	1.654	1.821	1.694	1.330	1.883	926	1.728
Gala Entry	IP	Gala Entry	1.631	1.474	1.208	794	863	244	1.677	1.496	1.236	826	904	320	878	1.364	1.312	1.527	1.545	1.573	1.512	1.470	1.472	1.026	1.269	1.502	1.534	1.701	1.574	1.210	1.763	806	1.608
Passo Gries (CH) Entry	IP	Passo Gries (CH) Entry	205	366	706	1.107	923	1.586	251	388	734	1.139	964	1.663	941	464	451	250	239	267	251	293	519	819	494	280	229	157	622	575	-	1.365	656
Tarvisio (AT) Entry	IP	Tarvisio (AT) Entry	547	359	552	933	768	1.431	593	381	580	966	808	766	354	341	405	437	466	421	460	176	644	384	435	427	593	165	400	656	1.191	-	
Gorizia (SI) Entry	IP	Gorizia (SI) Entry	514	325	518	900	734	1.397	560	347	546	932	775	1.474	733	320	307	372	404	432	387	426	142	610	350	402	393	560	-	367	622	1.157	165
Melendugno TAP Entry	IP	Melendugno TAP Entry	1.233	1.072	860	288	545	629	1.279	1.094	887	320	585	706	424	967	915	1.129	1.147	1.175	1.114	1.072	1.054	573	951	1.104	1.137	1.303	1.157	793	1.365	-	1.191
GNL Panigaglia	Gnl	GNL Panigaglia	300	291	480	884	700	1.363	346	313	508	916	741	1.440	718	280	228	201	218	247	186	144	433	596	271	231	208	375	535	352	437	1.142	569
GNL Cavarzere	Gnl	GNL Cavarzere	402	263	344	739	556	1.219	448	285	372	772	596	1.295	574	135	83	298	316	344	283	241	288	452	127	273	306	472	391	208	534	998	425
GNL OLT Livorno	Gnl	GNL OLT Livorno	540	483	194	742	486	1.149	686	505	222	774	527	1.226	385	374	322	537	564	582	521	479	481	463	279	511	544	710	583	219	772	1.007	617
Hub 1- Ripalta	Production	Production Hub 1- Ripalta	144	155	455	856	672	1.335	189	177	483	888	713	1.412	890	213	200	15	33	61	-	42	284	568	243	45	22	189	387	324	251	1.114	421
Hub 2 - Ravenna	Production	Production Hub 2 - Ravenna	393	233	203	583	417	1.081	439	255	231	615	458	1.157	416	126	74	289	307	335	274	232	214	294	117	264	296	463	317	50	525	840	350
Hub 3 - Rubicona	Production	Production Hub 3 - Rubicona	429	268	171	549	384	1.047	475	290	199	581	424	1.123	382	162	110	325	342	371	310	268	250	260	163	299	332	499	352	16	561	806	386
Hub 4 - Falconara	Production	Production Hub 4 - Falconara	541	380	207	453	350	982	587	402	234	486	391	1.058	281	275	223	438	455	483	422	380	362	159	261	412	445	611	465	101	673	706	499
Hub 5 - Pinelo	Production	Production Hub 5 - Pinelo	674	513	321	312	313	836	720	535	349	344	353	912	135	407	355	570	587	616	555	513	495	13	393	544	577	744	597	233	806	560	631
Hub 6 - S. Salvo	Production	Production Hub 6 - S. Salvo	809	648	443	199	223	701	855	670	470	231	264	777	-	542	490	705	723	751	690	648	630	149	529	680	712	879	733	369	941	424	766
Hub 7 - Candela	Production	Production Hub 7 - Candela	932	770	558	161	248	583	977	792	586	193	289	660	122	665	613	628	845	874	812	771	752	271	649	802	835	1.001	855	491	1.063	302	889
Hub 8 - Monte Alpi	Production	Production Hub 8 - Monte Alpi	1.102	944	677	254	333	376	1.148	966	705	287	374	452	341	835	763	998	1.015	1.044	982	941	942	490	740	972	1.005	1.171	1.045	881	1.234	265	1.078
Hub 9 - Crotona	Production	Production Hub 9 - Crotona	1.318	1.160	895	480	550	256	1.364	1.182	923	513	591	333	564	1.051	999	1.214	1.231	1.260	1.199	1.157	1.156	713	956	1.188	1.388	1.221	897	1.450	493	1.295	
Hub 10 - Gagliano	Production	Production Hub 10 - Gagliano	1.543	1.386	1.120	706	775	1.80	1.589	1.408	1.148	738	816	296	790	1.277	1.225	1.440	1.457	1.485	1.424	1.382	1.384	938	1.182	1.414	1.447	1.613	1.486	1.122	1.675	718	1.520
San Salvo Entry	Storage	Storage Hub Entry	810	649	443	199	224	701	855	671	471	231	264	777	0	543	491	706	723	752	690	649	630	149	529	680	713	879	733	369	941	424	767
Sabbioncello Entry	Storage	Storage Hub Entry	333	198	313	708	524	1.188	379	220	340	740	565	1.264	542	-	52	228	245	274	213	171	218	202	95	202	235	402	320	176	464	967	354
Minerbio Entry	Storage	Storage Hub Entry	320	180	262	657	473	1.137	366	202	289	689	514	1.213	491	53	1	216	233	262	201	159	206	369	44	190	223	390	308	125	452	916	342
Sergnano Entry	Storage	Storage Hub Entry	144	152	471	871	688	1.351	190	174	499	904	728	1.428	706	228	216	1	32	61	16	58	270	584	259	30	22	189	372	340	251	1.130	406
Settala Entry	Storage	Storage Hub Entry	133	168	488	888	704	1.368	179	190	516	920	745	1.444	723	245	232	32	-	28	33	74	301	600	275	62	10	177	404	357	239	1.147	437
Brughiero Entry	Storage	Storage Hub Entry	162	197	517	917	723	1.397	208	219	545	949	774	1.473	752	274	261	81	29	11	62	103	330	629	304	91	39	206	433	386	263	1.176	466
Ripalta Entry	Storage	Storage Hub Entry	144	155	455	856	672	1.335	190	177	483	888	713	1.412	890	213	200	16	33	62	0	42	285	568	243	46	23	189	388	324	251	1.115	421
Corte Entry	Storage	Storage Hub Entry	168	174	417	818	634	1.298	213	196	445	850	675	1.374	652	175	162	61	79	107	46	4	328	530	205	91	68	235	430	286	297	1.076	464
Collalto Entry	Storage	Storage Hub Entry	411	231	415	797	631	1.295	457	253	443	829	672	1.371	630	218	205	269	301	329	284	323	-	508	248	299	290	457	142	264	519	1.054	176
Cellino Entry	Storage	Storage Hub Entry	687	526	334	324	326	849	733	548	362	356	366	926	149	420	368	583	600	629	588	526	508	-	406	557	590	757	610	246	819	573	644
Casali Bolognese Entry	Storage	Storage Hub Entry	362	221	241	685	430	1.093	408	243	268	717	470	1.169	529	95	43	258	276	304	243	201	248	407	0	233	265	432	351	163	494	951	384
Bordolano Entry	Storage	Storage Hub Entry	175	174	448	847	664	1.327	221	196	476	880	704	1.404	682	204	192	32	64	92	47	89	301	560	235	2	54	220	404	316	282	1.106	437
Cornegliano L. Entry	Storage	Storage Hub Entry	133	169	488	888	704	1.368	179	191	516	920	745	1.444	723	245	232	32	20	49	33	74	301	600	275	62	10	177	403	357	239	1.147	437
Ravenna FSRU	Gnl	Ravenna FSRU	421	261	262	642	477	1.140	466	283	290	674	517	1.216	475	154	102	317	334	363	301	260	241	353	145	621	324	490	344	199	552	899	378
Pombino FSRU	Gnl	Pombino FSRU	664	507	296	687	416	1.079	710	529	324	719	456	1.155	547	398	346	650	578	606	545	503	505	487	303	535	568	734	607	243	796	937	641

15. Informazioni indicative sui ricavi

15.1 Nella Tabella 3 sono di seguito riportate le informazioni relative a:

- i ricavi previsti dei gestori del sistema di trasporto;
- i ricavi relativi ai servizi di trasporto, con indicazione dei ricavi da recuperare mediante tariffe applicate alla capacità e ricavi da recuperare mediante tariffe applicate ai volumi;
- le seguenti ripartizioni dei ricavi per i servizi di trasporto:
 - la ripartizione *capacity-commodity*, ossia la suddivisione tra i ricavi relativi ai servizi di trasporto derivanti da tariffe applicate alla capacità e i ricavi relativi ai servizi di trasporto derivanti da tariffe applicate ai volumi trasportati;
 - la ripartizione *entry-exit*, ossia la suddivisione tra i ricavi derivanti da tariffe di trasporto associate alla capacità su tutti i punti di entrata e i ricavi derivanti da tariffe di trasporto applicate alla capacità su tutti i punti di uscita;
 - la ripartizione intrasistemico-intersistemico, ossia la suddivisione tra i ricavi provenienti dall'uso della rete intrasistemico sia sui punti di entrata che sui punti di uscita e i ricavi provenienti dall'uso della rete intersistemico sia sui punti di entrata che sui punti di uscita, il cui calcolo è effettuato come indicato all'articolo 5 del Codice TAR.

15.2 Nella medesima Tabella 3 sono altresì riportati i ricavi indicativi per il servizio di misura del trasporto, classificato come servizio non di trasporto.

Tabella 3: Informazioni di cui all'articolo 26, paragrafo 1, lettera b), del Codice TAR

(Valori in milioni di €)	2023	2024	2025	2026	2027
Ricavi di riferimento	2.413	2.566	2.582	2.703	2.790
Ricavi di riferimento servizio di trasporto	2.367	2.524	2.537	2.655	2.739
da recuperare mediante tariffe applicate alla capacità	1.791	1.911	1.971	2.083	2.157
<i>ai punti di entrata</i>	502	478	493	521	539
<i>ai punti di uscita</i>	1.290	1.433	1.479	1.562	1.618
da recuperare mediante tariffe applicate ai volumi	576	612	566	572	582
Ripartizione <i>capacity-commodity</i>	76 / 24	76 / 24	78 / 22	78 / 22	79 / 21
Ripartizione <i>entry-exit</i>	28 / 72	25 / 75	25 / 75	25 / 75	25 / 75
Ripartizione intrasistemico-intersistemico					
<i>Parametro Comp_{CAP}</i>	0,6%	4,2%			
<i>Parametro Comp_{COMM}</i>	0,0%	0,0%			
Ricavi di riferimento servizi non di trasporto (misura)	45	43	45	48	51

15.3 La stima dei ricavi per l'anno 2024 è stata effettuata sulla base delle seguenti assunzioni:

- a) valore del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto (WACC) pari a 5,1%, pari al valore utilizzato ai fini della determinazione delle tariffe per l'anno 2023;
 - b) remunerazione delle immobilizzazioni in corso secondo la proposta prospettata nel DCO, utilizzando un tasso pari a 4,8% per la remunerazione delle immobilizzazioni in corso il cui *spending* è stato sostenuto negli anni 2022 e 2023, e pari a 1,86% per la remunerazione delle immobilizzazioni in corso il cui *spending* è stato sostenuto negli anni 2020 e 2021;
 - c) valore del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevante per l'aggiornamento del valore dei cespiti per l'anno 2024 pari a 4,2%, sulla base della variazione media annua registrata negli ultimi quattro trimestri disponibili;
 - d) stima di costo operativo effettuata considerando il livello di costo operativo effettivo 2021, senza considerare la quota di maggiori (o minori) efficienze spettante all'impresa di trasporto in applicazione dei criteri di cui all'articolo 8 della RTTG 2024-2027, per semplicità amministrativa;
 - e) valorizzazione dei quantitativi riconosciuti a copertura di perdite, autoconsumi e GNC pari a 15 €/GJ (54 €/MWh), sulla base delle quotazioni nell'ultimo mese disponibile dei prodotti *forward* al PSV con consegna nell'anno 2024;
 - f) valorizzazione della componente a copertura degli oneri ETS pari a 79,13 €/tCO₂, sulla base degli esiti delle aste 2022.
- 15.4 La stima tiene altresì conto dell'evoluzione del capitale investito riconosciuto per tenere conto delle dinamiche di ammortamento, dei nuovi investimenti che, sulla base delle informazioni trasmesse dai gestori, si prevede entreranno in esercizio nel 2023, nonché dei cespiti che esauriscono la propria vita utile.
- 15.5 I ricavi di riferimento da recuperare mediante le tariffe applicate in capacità sono stati determinati al netto dei ricavi di scostamento relativi all'anno 2022.
- 15.6 Per gli anni 2025-2027, sono state utilizzate le medesime assunzioni dell'anno 2024 ad eccezione di: variazione del deflatore pari al 3% annuo; quantitativo di GNC effettivo, rilevante ai fini della determinazione del GNC riconosciuto, decrescente nel tempo in misura pari al 10% annuo; valorizzazione dei quantitativi riconosciuti a copertura di perdite, autoconsumi e GNC pari a 13 €/GJ (46 €/MWh), sulla base delle quotazioni nell'ultimo mese disponibile dei prodotti *forward* al PSV con consegna nell'anno 2025; aggiornamento dei costi operativi considerando un tasso di inflazione pari al 3% e un *X-factor* pari a 0%.

16. Informazioni indicative sui corrispettivi

Corrispettivi di capacità

- 16.1 Nella Tabella 4 sono riportate le informazioni relative a:
- a) prezzi di riferimento approvati per l'anno 2023;

- b) prezzi di riferimento indicativi per l'anno 2024, calcolati secondo la metodologia di cui all'articolo 8 del Codice TAR;
c) prezzi di riferimento indicativi per l'anno 2024.

Tabella 4: Confronto metodologie dei prezzi di riferimento

	[euro/anno/Smc/giorno]	Corrispettivi approvati per l'anno 2023	Corrispettivi indicativi per l'anno 2024 determinati secondo la metodologia di cui art. 8 Codice TAR	Corrispettivi indicativi per l'anno 2024 determinati secondo la metodologia proposta	Δ 2023	Δ art. 8 Codice TAR
Entry	Mazara del Vallo	€ 3,208491	€ 5,9	€ 2,9	-8%	-50%
	Gela	€ 2,941395	€ 5,4	€ 2,7	-8%	-50%
	Passo Gries (CH)	€ 1,309781	€ 2,4	€ 1,2	-7%	-50%
	Tarvisio (AT)	€ 1,317727	€ 2,4	€ 1,2	-9%	-50%
	Gorizia (SI)	€ 1,237010	€ 2,2	€ 1,1	-10%	-50%
	Melendugno TAP	€ 2,133742	€ 4,0	€ 2,0	-7%	-50%
	GNL Panigaglia	€ 1,068528	€ 2,0	€ 1,0	-7%	-50%
	GNL Cavarzere	€ 0,965054	€ 1,8	€ 0,9	-7%	-50%
	GNL OLT Livorno	€ 1,284901	€ 2,3	€ 1,2	-9%	-50%
	FSRU Ravenna	-	€ 1,7	€ 0,8	-	-50%
	FSRU Piombino	-	€ 2,4	€ 1,2	-	-50%
	Produzione Hub 1 - Nord-Occid.	€ 0,852486	€ 1,6	€ 0,8	-7%	-50%
	Produzione Hub 2 - Nord-Orient.	€ 0,845975	€ 1,5	€ 0,8	-10%	-50%
	Produzione Hub 3 - Rubicone	€ 0,875385	€ 1,6	€ 0,8	-9%	-50%
	Produzione Hub 4 - Falconara	€ 1,000593	€ 1,8	€ 0,9	-8%	-50%
	Produzione Hub 5 - Pineto	€ 1,160661	€ 2,2	€ 1,1	-8%	-50%
	Produzione Hub 6 - S.Salvo	€ 1,365902	€ 2,5	€ 1,3	-7%	-50%
	Produzione Hub 7 - Candela	€ 1,516806	€ 2,8	€ 1,4	-7%	-50%
	Produzione Hub 8 - Monte Alpi	€ 1,828994	€ 3,4	€ 1,7	-8%	-50%
	Produzione Hub 9 - Crotone	€ 2,279243	€ 4,2	€ 2,1	-8%	-50%
Produzione Hub 10 - Gagliano	€ 2,744635	€ 5,0	€ 2,5	-8%	-50%	
Hub Stoccaggio	€ 0,467787	€ 0,9	€ 0,4	-7%	-50%	
Exit	Punti di riconsegna <15 km	€ 2,556618	€ 1,9	€ 2,8	9%	50%
	Punti di riconsegna >15 km	€ 2,703044	€ 2,0	€ 2,9	9%	50%
	Hub Stoccaggio	€ 1,167947	€ 0,9	€ 1,3	11%	50%
	Bizzarone (CH)	€ 2,967050	€ 2,2	€ 3,3	12%	50%
	Gorizia (SI)	€ 2,629669	€ 2,1	€ 3,1	18%	50%
	R. S. Marino	€ 2,130504	€ 1,5	€ 2,3	8%	50%
	Passo Gries (CH)	€ 3,280872	€ 2,5	€ 3,7	12%	50%
	Melendugno TAP	€ 3,627945	€ 2,4	€ 3,7	1%	50%
Tarvisio (AT)	€ 3,265130	€ 2,3	€ 3,4	4%	50%	

I prezzi di riferimento indicativi per l'anno 2024 sono stati determinati sulla base dei ricavi stimati per l'anno 2024, utilizzando come driver la migliore stima della capacità prevista in conferimento al momento di pubblicazione del presente documento. In sede di approvazione delle tariffe per l'anno 2024 saranno utilizzati i valori di capacità prevista più aggiornati.

- 16.2 Per quanto riguarda la differenza nel livello delle tariffe di trasporto tra i corrispettivi approvati per l'anno 2023 e quelli indicativi per l'anno 2024, si osserva che:
- a) parte della variazione, che incide in misura proporzionale su tutti i corrispettivi, è dovuta alla differenza tra i ricavi di capacità previsti al 2024 rispetto a quelli considerati ai fini della determinazione dei corrispettivi di capacità per l'anno 2023, pari a circa +7%.
 - b) la diversa ripartizione *entry-exit* determina, a parità di tutte le altre condizioni, una diminuzione dei corrispettivi di entrata pari a circa -11% e un incremento dei corrispettivi di uscita pari a circa +4%;
 - c) le variazioni dovute alla ripartizione *entry-exit* sono in parte mitigate dalle variazioni delle capacità previste in conferimento, in particolare una diminuzione di quelle ai punti di entrata (-1,6%) e un incremento di quelle ai punti di uscita (+1,2%).
- 16.3 Per quanto riguarda il confronto tra i corrispettivi indicativi per l'anno 2024 secondo la metodologia CWD di cui alla RTTG 2024-2027 e quelli determinati sulla base della metodologia di cui all'articolo 8 del Codice TAR, si osserva che la differenza (-50% sui corrispettivi di *entry*, +50% sui corrispettivi di *exit*) è dovuta esclusivamente alla diversa ripartizione *entry/exit*, pari a 25/75 nella metodologia CWD di cui alla RTTG 2024-2027 (in luogo di 50/50).

Corrispettivi variabili e tariffe non di trasporto

- 16.4 Nella Tabella 5 sono di seguito riportati i valori indicativi di:
- tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati;
 - tariffe per il servizio di misura del trasporto.

Tabella 5: Altri corrispettivi

		Corrispettivi indicativi per l'anno 2024	
Corrispettivo a copertura dei costi variabili CV_U (€/Smc)		€	0,008
Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi CV_{FC} (€/Smc)			n.d.
Corrispettivo di misura CM_T (€/a/Smc/g)		€	0,097
Corrispettivo per il servizio di metering presso i clienti finali CM_{CF}^{pdr} (€/a/PDR)			
Portata impianto di misura (Qero)	$Qero \leq 16$ Smc/h	€	25
	16 Smc/h < $Qero \leq 65$ Smc/h	€	170
	65 Smc/h < $Qero \leq 250$ Smc/h	€	450
	250 Smc/h < $Qero \leq 4.000$ Smc/h	€	6.400
	$Qero > 4.000$ Smc/h	€	8.500

I corrispettivi CV_U , CV_{FC} e CM_T sono stati determinati sulla base dei ricavi stimati per l'anno 2024. Il corrispettivo di misura CM_T è stato determinato utilizzando come driver la migliore stima della capacità prevista in conferimento al momento di pubblicazione del presente documento. In sede di approvazione delle tariffe per l'anno 2024 saranno utilizzati i valori di capacità prevista più aggiornati. I valori dei corrispettivi CM_{CF}^{pdr} sono stati stimati sulla base dei dati disponibili al momento di pubblicazione del presente provvedimento, e saranno determinati in sede di approvazione delle tariffe per l'anno 2024.

17. Ripartizione dei costi

17.1 Nella successiva Tabella 6 sono riportati i risultati, le componenti e i dettagli della ripartizione dei costi di cui all'articolo 5 del Codice TAR, sulla base dei valori indicativi dei corrispettivi per l'anno 2024.

Tabella 6: Valutazione della ripartizione dei costi di cui art. 5.1 Codice TAR

$Revenue^{intra}_{cap}$	€	1.802.944.426	$Revenue^{intra}_{comm}$	€	578.047.400
$Revenue^{cross}_{cap}$	€	108.289.253	$Revenue^{cross}_{comm}$	€	34.249.932
$Driver^{intra}_{cap}$		530.670.032	$Driver^{intra}_{comm}$		152.628.684.420
$Driver^{cross}_{cap}$		33.226.877	$Driver^{cross}_{comm}$		9.043.414.162
$Ratio^{intra}_{cap}$		0,34%	$Ratio^{intra}_{comm}$		0,38%
$Ratio^{cross}_{cap}$		0,33%	$Ratio^{cross}_{comm}$		0,38%
Comp_{cap}		4,16%	Comp_{comm}		0,00%