

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

347/2018/R/GAS

**CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI
RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE
PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Orientamenti iniziali

Mercato di incidenza: gas naturale

21 giugno 2018

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 23 febbraio 2017, 82/2017/R/GAS, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il documento, che fa seguito ai documenti per la consultazione 8 giugno 2017, 413/2017/R/GAS (nell'ambito del quale sono state presentate le principali linee di intervento per il 5PRT) e 29 marzo 2018, 182/2018/R/GAS (nell'ambito del quale sono stati esposti gli orientamenti iniziali dell'Autorità in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione del costo riconosciuto), espone gli orientamenti iniziali dell'Autorità in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto del gas naturale. Successivamente, l'Autorità pubblicherà una consultazione finale ai sensi degli articoli 26 e 28 del Regolamento (UE) n. 460/2017.

In parallelo, l'Autorità procederà a consultare gli orientamenti in materia di criteri di regolazione della qualità del servizio per il 5PRT.

Il processo di consultazione rientra nell'ordinaria attività connessa al completamento di un procedimento avviato prima del periodo di prorogatio del Collegio dell'Autorità, e riveste carattere di urgenza per consentire di definire il nuovo quadro di regolazione tariffaria applicabile dal 2020 nel rispetto delle tempistiche previste dal Regolamento (UE) n. 460/2017, che impone specifici adempimenti direttamente in capo alle autorità nazionali di regolamentazione, con scadenze vincolanti già relativamente ai prossimi mesi.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@arera.it) **entro il 23 luglio 2018**. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, sono tenuti a motivare tale richiesta evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*



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

e-mail: infrastrutture@arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I INTRODUZIONE	6
1 Inquadramento procedurale e oggetto della consultazione	6
2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità.....	8
3 Struttura del documento	11
PARTE II CONTESTO DI RIFERIMENTO e QUADRO REGOLATORIO	12
4 Contesto di riferimento	12
5 Il sistema tariffario vigente per il periodo transitorio 2018-2019	15
<i>Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori</i>	<i>15</i>
<i>Misure per la compensazione del lag regolatorio.....</i>	<i>15</i>
<i>Trattamento delle immobilizzazioni in corso</i>	<i>15</i>
<i>Capitale circolante netto</i>	<i>16</i>
<i>Poste rettificative e incentivi all'ottenimento dei contributi</i>	<i>16</i>
<i>Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto</i>	<i>16</i>
<i>Vita utile dei cespiti e determinazione della quota di ammortamento</i>	<i>18</i>
<i>Determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti</i>	<i>18</i>
<i>Criteri di incentivazione</i>	<i>20</i>
<i>Ricavi per il servizio di bilanciamento</i>	<i>22</i>
<i>Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.....</i>	<i>23</i>
<i>Perdite di rete</i>	<i>23</i>
<i>Gas di autoconsumo</i>	<i>24</i>
<i>Gas non contabilizzato</i>	<i>24</i>
<i>Accordi di ripartizione dei ricavi e perequazione</i>	<i>24</i>
<i>Fattori correttivi.....</i>	<i>25</i>
PARTE III ORIENTAMENTI INIZIALI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI	26
6 Durata del periodo di regolazione.....	26
7 Criteri di riconoscimento del costo	26
8 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori	28
<i>Misure per la compensazione del lag regolatorio.....</i>	<i>29</i>
<i>Trattamento delle immobilizzazioni in corso</i>	<i>29</i>
<i>Capitale circolante netto</i>	<i>30</i>
<i>Poste rettificative e incentivo per l'ottenimento di contributi.....</i>	<i>30</i>
9 Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto.....	31
<i>Rischio sistematico (β).....</i>	<i>31</i>
<i>Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)</i>	<i>34</i>
10 Determinazione della quota di ammortamento	34
11 Determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti	35

<i>Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2018)....</i>	35
<i>Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2020</i>	36
<i>Volumi di riferimento per il dimensionamento del corrispettivo unitario variabile..</i>	37
<i>Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti - Obiettivi di recupero di efficienza</i>	37
<i>Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti – Parametro Y e costi operativi connessi a nuovi investimenti</i>	38
12 Criteri di incentivazione.....	39
<i>Incentivazione output-based per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto</i>	39
13 Ricavi per il servizio di bilanciamento.....	41
14 Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato	42
<i>Quantitativi di gas riconosciuti a copertura di perdite, autoconsumi, e GNC</i>	42
<i>Perdite di rete</i>	42
<i>Autoconsumi</i>	44
<i>Gas non contabilizzato</i>	44
<i>Valorizzazione di autoconsumi, perdite e GNC</i>	44
15 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese del trasporto	45
<i>Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto.....</i>	45
<i>Nuove imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione.....</i>	46
16 Perequazione dei ricavi	46
17 Fattori correttivi	48
<i>Gestione a regime dei fattori correttivi</i>	48
<i>Gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi.....</i>	48

PARTE I

INTRODUZIONE

1 Inquadramento procedurale e oggetto della consultazione

- 1.1 L'Autorità, con deliberazione 23 febbraio 2017, 82/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 82/2017/R/GAS), ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), prospettando tra l'altro la possibilità di far decorrere la validità del 5PRT successivamente all'anno 2018.
- 1.2 Con il documento per la consultazione 8 giugno 2017, 413/2017/R/GAS (di seguito: DCO 413/2017/R/GAS), l'Autorità ha presentato le principali linee di intervento per il 5PRT, nonché proposte per la determinazione dei criteri di regolazione da applicare nel periodo transitorio 2018 e 2019.
- 1.3 Con la deliberazione 3 agosto 2017, 575/2017/R/GAS, l'Autorità ha prorogato per il periodo transitorio 2018 e 2019 le disposizioni vigenti nel quarto periodo di regolazione (4PRT, di cui alla RTTG approvata con deliberazione 14 novembre 2013, 514/2013/R/GAS), opportunamente integrate tenendo conto di quanto prospettato nel DCO 413/2017/R/GAS e degli esiti della consultazione.
- 1.4 Con la deliberazione 30 novembre 2017, 794/2017/R/GAS, l'Autorità ha aggiornato la RTTG, al fine di recepire le norme di materia di obblighi di pubblicazione di cui al Capo VIII del Regolamento (UE) n. 460/2017 (di seguito: Regolamento 460/2017 o Codice TAR).
- 1.5 Con il documento per la consultazione 29 marzo 2018, 182/2018/R/GAS (di seguito: DCO 182/2018/R/GAS) l'Autorità ha pubblicato i propri orientamenti iniziali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi.
- 1.6 Nell'ambito del presente documento per la consultazione, l'Autorità illustra i propri orientamenti per l'individuazione dei criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto del gas naturale.
- 1.7 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 82/2017/R/GAS, è inoltre prevista la pubblicazione di ulteriori documenti di consultazione in materia di qualità del servizio di trasporto gas e di criteri di regolazione e assetto del servizio di misura del trasporto gas.
- 1.8 Come già richiamato nel DCO 182/2018/R/GAS, in considerazione delle norme del Regolamento 460/2017 recanti specifiche prescrizioni alle autorità nazionali di regolamentazione sul processo di consultazione (articoli 26 e 28), nonché delle norme afferenti l'analisi da parte dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia - ACER (articolo 27), risulta necessario garantire l'adozione del provvedimento finale non oltre il mese di febbraio 2019

(con efficacia dall'anno 2020), al fine di poter disporre di un congruo periodo di tempo per la presentazione delle proposte tariffarie da parte delle imprese di trasporto (entro fine marzo 2019), la conseguente approvazione di tali proposte da parte dell'Autorità (entro la prima metà del mese di maggio 2019), e la pubblicazione delle informazioni di cui agli articoli 29 e 30 del Codice TAR (entro il 31 maggio 2019). Pertanto, si prevede di pubblicare la consultazione finale sui criteri di regolazione tariffaria per il 5PRT indicativamente non oltre la prima metà di settembre 2018, anche in considerazione del fatto che tale consultazione, ai sensi dell'articolo 26, comma 2, del Codice TAR, deve rimanere aperta per almeno due mesi.

- 1.9 Il presente documento di consultazione si inserisce in un procedimento avviato nel febbraio dello scorso anno, prima dell'originaria scadenza del mandato della presente Consiliatura e riveste carattere di urgenza per consentire di definire il nuovo quadro di regolazione tariffaria applicabile dal 2020 nel rispetto delle tempistiche previste dal Regolamento (UE) n. 460/2017. L'Autorità, in considerazione sia delle specificità del regime in cui si trova ad operare sia dei vincoli derivanti dalla normativa comunitaria, con la presente consultazione intende esprimere i propri orientamenti indicativi di indirizzo sui criteri di riconoscimento dei costi per il 5PRT, contemperando le esigenze di innovazione dei criteri di regolazione verso logiche maggiormente orientate agli *output*, in coerenza con il Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018¹ con i principi di continuità e prevedibilità della regolazione.
- 1.10 Nella Tabella 1 è riportata un'indicazione di massima sulle principali fasi del processo di approvazione dei criteri di regolazione tariffaria e delle tariffe per l'anno 2020, fornendo, ove necessario, un aggiornamento rispetto alle tempistiche indicate nella Tabella 1 del DCO 182/2018/R/GAS.

¹ Allegato alla deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A.

Tabella 1: Tempistica per l'adozione dei criteri di regolazione tariffaria per il 5PRT

Luglio 2018	DCO	Consultazione su criteri di regolazione della qualità del trasporto gas e incentivi 5PRT
Luglio 2018	DCO	Consultazione su criteri di regolazione e assetto del servizio di misura del trasporto gas
23 luglio 2018		Termine per la presentazione delle osservazioni al presente DCO
Agosto/Settembre 2018	DCO	Pubblicazione della consultazione su orientamenti finali regolazione tariffaria 5PRT (art. 26.1 Codice TAR), resa disponibile anche in lingua inglese
Ottobre 2018	Consultazione	Consultazione con NRA adiacenti su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali per l'anno 2020
Novembre 2018 – Febbraio 2019		Invio della consultazione ad ACER e valutazione su conclusioni analisi ACER
Febbraio 2019	Delibera	Definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il 5PRT
Febbraio/Maggio 2019 ^(a)	Delibera	Definizione di sconti, moltiplicatori e fattori stagionali per l'anno 2020 (art. 28 Codice TAR)
Maggio 2019	Delibera	Approvazione proposte tariffarie e pubblicazione informazioni art. 29 e 30 del Codice TAR per l'anno 2020
Luglio 2019	Delibera	Definizione dei criteri di regolazione della qualità per il 5PRT

(a) Eventualmente accorpata con la delibera di definizione dei criteri per il 5PRT (febbraio 2019) o, in alternativa, con la delibera di approvazione corrispettivi e pubblicazione delle informazioni di cui all'articolo 29 del Codice TAR per l'anno 2020 (maggio 2019)

2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità

2.1 L'Autorità, in sede di avvio di procedimento con deliberazione 82/2017/R/GAS, ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto, con specifico riferimento ai temi trattati nel presente documento per la consultazione, dell'esigenza di:

- a) avviare gli opportuni approfondimenti al fine di implementare nel corso del prossimo periodo di regolazione, in ottica evolutiva, un approccio regolatorio in chiave di controllo complessivo della spesa (cosiddetto approccio *totex*);
- b) prevedere la possibilità di introdurre, per i nuovi investimenti, laddove possibile, criteri di riconoscimento dei costi basati anche sugli esiti delle valutazioni degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale effettuate ai sensi l'articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11;
- c) prevedere una modifica degli attuali meccanismi di incentivazione dello sviluppo delle reti di trasporto basati sul riconoscimento di una

remunerazione addizionale, valutando l'introduzione di meccanismi che permettano di perseguire una maggiore selettività degli investimenti in una logica *output-based*;

- d) rafforzare le disposizioni che promuovano l'impegno degli operatori di rete miranti ad ottenere contributi europei per lo sviluppo delle infrastrutture e/o ad attivare procedure per la ripartizione dei costi infrastrutturali tra Stati membri (*Cross Border Cost Allocation*) ai sensi del Regolamento (UE) n. 347/2013 del 17 aprile 2013 (di seguito: Regolamento (UE) n. 347/2013), con benefici in termini di minori costi posti in capo agli utenti della rete;
- e) valutare la ridefinizione dell'assetto e delle responsabilità dell'erogazione del servizio di misura sulle reti di trasporto del gas naturale, nonché la definizione dei requisiti funzionali minimi dei sistemi di misura nei punti di ingresso e di uscita su tali reti;
- f) prevedere l'introduzione di incentivi per la riduzione dei livelli di perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

2.2 Le linee di indirizzo per lo sviluppo della regolazione tariffaria in relazione al servizio di trasporto del gas naturale sono state definite dall'Autorità nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*². In tale documento l'Autorità ha evidenziato che la selettività nella promozione degli investimenti in relazione ai benefici che lo sviluppo infrastrutturale può apportare al funzionamento efficiente dei mercati e alla sicurezza del sistema resta uno dei cardini centrali della regolazione. Le logiche di selettività degli investimenti consentono inoltre di accompagnare la transizione in atto del sistema infrastrutturale nazionale verso un nuovo contesto caratterizzato da uno scenario della domanda in tendenziale calo, una vivace evoluzione delle tecnologie e un percorso di integrazione europea in netta accelerazione. Nello specifico, secondo quanto indicato nel documento:

- a) dovranno essere valutati e monitorati, per quanto di competenza dell'Autorità, i piani di sviluppo nazionali, e verificata la loro coerenza con i piani di sviluppo decennali europei (TYNDP);
- b) dovrà essere data attuazione al Regolamento (UE) n. 347/2013 che, per le infrastrutture transfrontaliere individuate quali "Progetti di interesse comune", pone nuove sfide ai regolatori nazionali, tra cui la quantificazione dei costi e dei benefici connessi a ciascun progetto (metodologie CBA), la ripartizione transfrontaliera dei costi (CBCA), l'individuazione di costi *standard* unitari per le infrastrutture transfrontaliere, la valutazione di possibili misure *ad hoc* di mitigazione del rischio per progetti con livello di rischio più elevati;

² Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, approvato con la deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A.

- c) la regolazione tariffaria dovrà evolvere focalizzando l'attenzione sui benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali, sviluppandosi secondo criteri di selettività e in una logica *output-based*; la declinazione dell'orientamento verso logiche *output-based* dovrà essere in ogni caso effettuata con la necessaria gradualità per tenere conto delle peculiarità dei settori caratterizzati dalla presenza di obblighi di pubblico servizio, e della necessità, prevista dalla legge n. 481/95, di garantire certezza e stabilità della regolazione e di tenere conto dell'equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti il servizio.

2.3 Con riferimento alla regolazione del servizio di trasporto, nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui al DCO 413/2017/R/GAS alcuni soggetti hanno sottolineato l'esigenza di:

- a) definire criteri di riconoscimento dei ricavi che, alle attuali modalità di remunerazione del costo sostenuto, affianchino nuovi meccanismi che incentivino e stimolino comportamenti virtuosi da parte dell'operatore infrastrutturale nel miglioramento della qualità e dell'efficienza dei servizi offerti ai consumatori;
- b) individuare specifici *output* rilevanti per un corretto ed efficiente funzionamento del sistema gas italiano che siano definibili *ex-ante*, direttamente misurabili e verificabili, cui associare opportuni schemi di incentivazione;
- c) garantire che la transizione verso logiche di tipo *output-based* e approcci di controllo complessivo della spesa (*totex*) sia graduale, e che le disposizioni introdotte in precedenti periodi di regolazione con un orizzonte di applicazione che si estende su più periodi non vengano modificate retroattivamente; in particolare, in tale ottica, salvaguardare gli investimenti intrapresi dal trasportatore sulla base dei regimi tariffari dei precedenti periodi di regolazione;
- d) prevedere l'introduzione di opportune clausole di salvaguardia utili a garantire una graduale transizione verso il nuovo criterio per il trattamento delle immobilizzazioni in corso; in ogni caso, riconoscere gli interessi passivi in corso d'opera in forma parametrica, sulla base del costo d'investimento effettivamente sostenuto e di un tasso pari al valore del tasso di remunerazione riconosciuto ai fini tariffari;
- e) ai fini della determinazione e aggiornamento della quota di ricavo a copertura dei costi operativi, mantenere l'attuale periodo di restituzione delle maggiori efficienze pari a 8 anni; inoltre, considerare un meccanismo sufficientemente prevedibile che compensi gli scostamenti di anno in anno tra i volumi effettivamente immessi e quelli previsti utilizzati ai fini del dimensionamento del corrispettivo variabile CV;
- f) in materia di incentivazione *output-based*, definirne *ex-ante* i criteri, anche tramite opportuna consultazione degli operatori, e in ogni caso prima delle scelte di investimento dell'operatore; inoltre, rendere tali

criteri validi per l'intera durata dell'investimento, o comunque per un periodo di tempo predefinito e indipendente dall'evoluzione della disciplina nei successivi periodi di regolazione tariffaria; considerare, ai fini della loro definizione, *output* facilmente misurabili e verificabili;

- g) mantenere gli attuali meccanismi di definizione dei ricavi per il servizio di bilanciamento, al fine di riconoscere, oltre ai costi per la disponibilità di punta di erogazione oraria da stoccaggio, anche i costi per la disponibilità di spazio, iniezione e modulazione giornaliera del servizio di stoccaggio;
- h) non dar seguito alla proposta di introdurre specifici meccanismi che incentivino il gestore a stimare l'entità del gas non contabilizzato (GNC), o quantomeno subordinare l'introduzione di tali meccanismi al completamento della campagna di adeguamento degli impianti di misura e al generale riordino dell'assetto e delle responsabilità nell'erogazione del servizio di misura sull'intero perimetro del trasporto del gas.

<i>S I. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.</i>
--

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), è organizzato in ulteriori tre parti ed in particolare:
 - la Parte II, nella quale si descrive il contesto di riferimento e il quadro normativo e regolatorio vigente in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti relativi al servizio di trasporto;
 - Parte III, nella quale si descrivono gli orientamenti iniziali e le ipotesi dell'Autorità in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti relativi al servizio di trasporto.

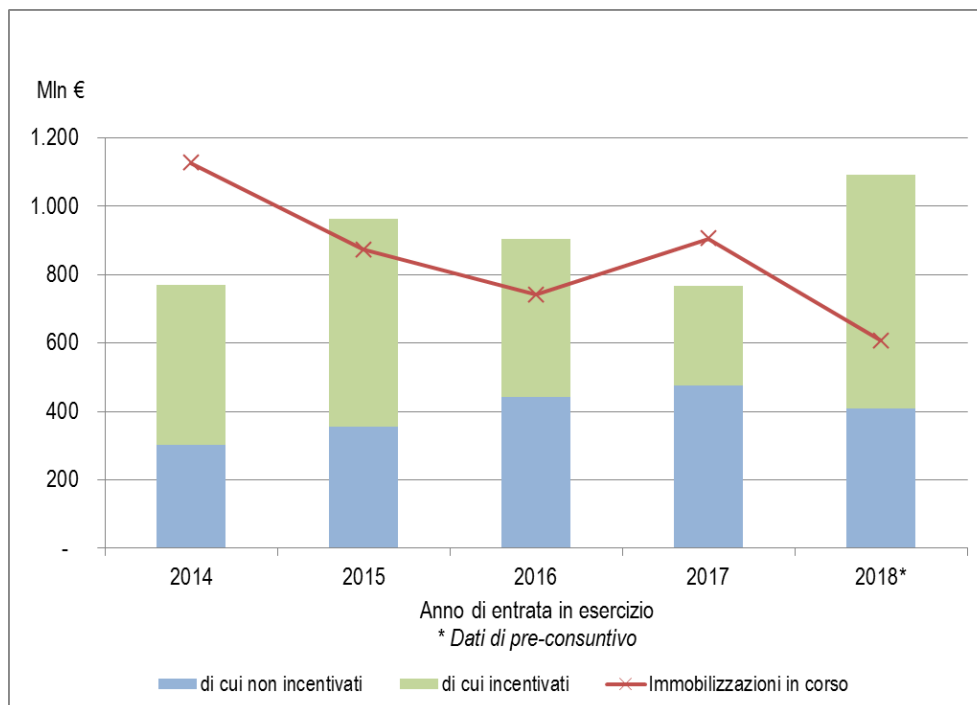
PARTE II

CONTESTO DI RIFERIMENTO E QUADRO REGOLATORIO

4 Contesto di riferimento

- 4.1 L'estensione della rete di gasdotti che ricade nella disciplina tariffaria oggetto del presente DCO è pari a circa 34.860 chilometri, di cui circa 10.160 chilometri classificati come rete nazionale di gasdotti, e circa 24.700 chilometri classificati come rete regionale di gasdotti.
- 4.2 Nell'ultimo quinquennio³, sono entrati in esercizio investimenti pari mediamente a circa 900 milioni di euro/anno (Figura 1) che hanno determinato, tra l'altro, un incremento delle tratte di rete nazionale di circa 500 chilometri (+5%) e delle tratte di rete regionale di circa 100 chilometri (+0,4%). Ai fini tariffari, mediamente circa il 55% del valore degli investimenti è risultato rientrare nelle categorie incentivate.

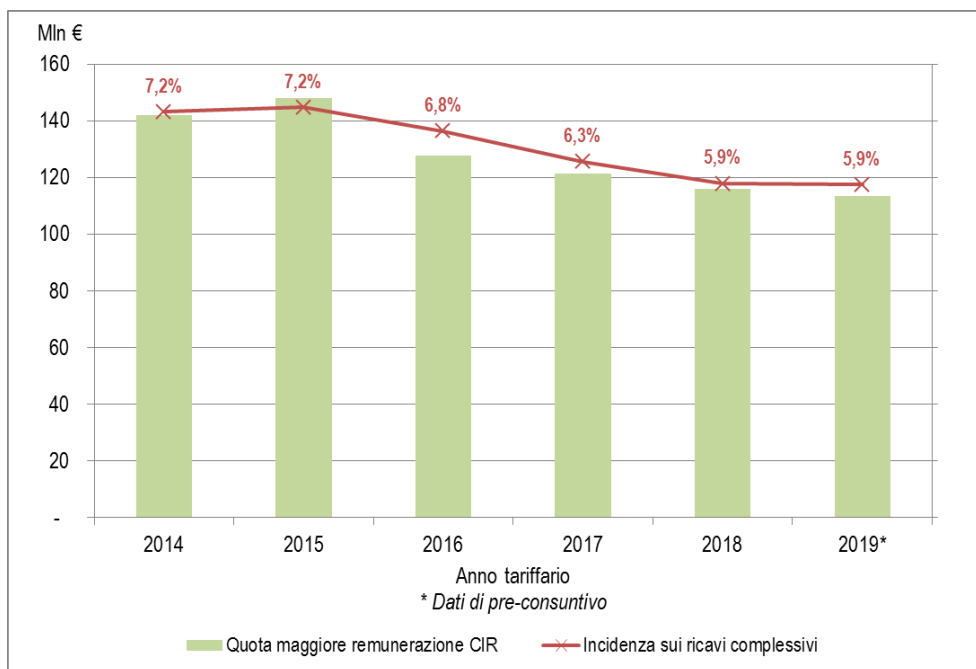
Figura 1: Investimenti entrati in esercizio nel periodo 2014-2018



³ Sono considerati gli anni 2014-2018. I dati relativi all'anno 2018 fanno riferimento ai valori di pre-consuntivo.

- 4.3 In termini prospettici, sulla base dei dati relativi agli investimenti programmati trasmessi dai gestori di trasporto ai sensi del comma 23.10, lettera b), della *RTTG*, si prevede che nel periodo 2019-2022 entreranno in esercizio investimenti per un valore annuo pari a circa 980 milioni di euro (di questi, circa 600 milioni di euro sono già stati sostenuti e risultano come immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2018), superiore (circa +9%) rispetto a quello registrato negli ultimi anni.
- 4.4 A fronte del volume di investimenti sopra descritto, la quota di ricavo riconducibile alla maggiore remunerazione degli investimenti (Figura 2), nel corso del 4PRT, per effetto dell'introduzione delle logiche di maggiore selettività degli investimenti introdotte con la deliberazione 514/2013/R/GAS, ha invertito il *trend* crescente (costante dall'introduzione dei meccanismi incentivanti nel secondo periodo di regolazione⁴), passando dal 7,2% al 5,9% dei ricavi di riferimento. In tale contesto, le disposizioni per il periodo transitorio 2018-2019 di cui alla deliberazione 575/2017/R/GAS, che prevedono un regime transitorio di incentivazione *input-based* caratterizzato da una minore entità dell'incentivo rispetto agli anni precedenti, nonché il processo di obsolescenza e il termine del periodo di incentivazione degli investimenti entrati in esercizio fin dal 2005, contribuiranno a limitare ulteriormente la quota di ricavo riconducibile alla maggiore remunerazione.

Figura 2: Quota di maggiore remunerazione nel periodo 2014-2019



⁴ Cfr. deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05.

- 4.5 Come già richiamato al precedente DCO 182/2018/R/GAS (cfr. capitolo 4), l'attuale contesto risulta caratterizzato da una crescente attenzione alle tematiche ambientali e in particolare dagli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ al fine di limitare il riscaldamento climatico.
- 4.6 In tale contesto le analisi sul futuro ruolo del gas⁵ portano a identificare differenti scenari che, anche nella prospettiva di una maggiore convergenza tra il settore elettrico e quello gas (cd. *sector coupling*), nel medio termine (2025-2030) sembrano favorire una crescita degli impieghi di gas naturale come risorsa a minore impatto ambientale rispetto alle altre fonti fossili tradizionali, in particolare il carbone, mentre in prospettiva (orizzonte 2050) la piena decarbonizzazione anche degli usi di riscaldamento potrebbe incidere negativamente sulla domanda di gas.
- 4.7 Gli scenari nazionali di riferimento⁶ prevedono una domanda di gas naturale al 2030 sostanzialmente in linea con quella attuale, in quanto si prevede che tale fonte ricoprirà un ruolo chiave come risorsa di *back-up* del sistema elettrico. In tale prospettiva, anche in considerazione della maggiore incertezza e volatilità che si troverà a fronteggiare il mercato del gas nei prossimi anni per effetto della progressiva riduzione del peso dei contratti di approvvigionamento di lungo periodo (cfr. capitolo 4 DCO 182/2018/R/GAS), risulta fondamentale introdurre logiche sempre più selettive nell'incentivazione delle infrastrutture del gas, indirizzando le scelte di investimento nel medio-lungo termine verso lo sviluppo di infrastrutture in grado di massimizzare l'utilità per il sistema nonché contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici energetici ed ambientali, ponendo una particolare e accentuata attenzione agli investimenti e alla loro capacità di intercettare le esigenze di un sistema del gas in evoluzione.
- 4.8 Con riferimento all'esigenza di massima selettività nelle scelte di sviluppo infrastrutturale dei gestori in relazione alle effettive esigenze del sistema, l'Autorità, con deliberazione 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 689/2017/R/GAS), in sede di valutazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2014, 2015 e 2016:
- a) ha disposto di avviare un confronto tra gli uffici dell'Autorità e i gestori delle reti di trasporto in materia di metodologia di Analisi Costi-Benefici (di seguito: ACB), proseguendo inoltre il percorso di coinvolgimento dei soggetti interessati in sede di consultazione degli schemi di Piano decennale al fine di addivenire ad una metodologia che consenta di fornire a tutti gli *stakeholder* le informazioni necessarie a valutare l'utilità degli interventi per il sistema e la loro economicità ed efficienza;
 - b) ha segnalato al Ministro dello Sviluppo Economico che, allo stato attuale, non sono presenti gli elementi informativi che consentano di valutare

⁵ Si veda per esempio lo studio del CEER "*Future Role of Gas from a Regulatory Perspective*".

⁶ Cfr. scenari presentati nel documento Strategia Energetica Nazionale 2017 del 10 novembre 2017.

l'efficienza e l'economicità degli interventi e la relativa utilità per il sistema del gas e di conseguenza non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva rispetto all'inclusione nell'ambito della RNG degli interventi di sviluppo in fase di progettazione.

5 Il sistema tariffario vigente per il periodo transitorio 2018-2019

- 5.1 Con la deliberazione 575/2017/R/GAS l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione in materia di tariffe del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo transitorio 2018 e 2019, prorogando, salvo limitate integrazioni, i criteri di regolazione in vigore per il 4PRT.
- 5.2 Si riporta di seguito una descrizione di dettaglio dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto per il periodo transitorio 2018-2019 disciplinati con deliberazione 575/2017/R/GAS; criteri analoghi sono in vigore per il servizio di misura del trasporto, salvo dove diversamente indicato.

Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

Misure per la compensazione del lag regolatorio

- 5.3 Nel periodo transitorio 2018-2019, in coerenza con i criteri già adottati nel settore del gas naturale (attività di distribuzione e stoccaggio) e nel settore elettrico (attività di trasmissione, distribuzione e misura), l'Autorità ha superato il criterio di maggiorazione forfettaria della remunerazione del capitale investito a copertura degli effetti del *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti in tariffa (che prevedeva il riconoscimento di una maggiorazione pari ad 1% sul tasso di remunerazione), riducendo il *lag* regolatorio di un anno. In particolare, a partire dall'anno tariffario 2018, le quote dei ricavi a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto e della remunerazione addizionale per i nuovi investimenti sono determinate considerando anche gli investimenti realizzati nel corso dell'anno di presentazione della proposta tariffaria, il cui valore è determinato sulla base dei dati di investimento di pre-consuntivo.
- 5.4 Eventuali scostamenti per ciascun anno t tra i ricavi di riferimento determinati in funzione dei dati di pre-consuntivo e quelli risultanti dai dati di consuntivo sono gestiti nell'ambito dei fattori correttivi FC^N e FC^R rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe per l'anno $t+2$, utilizzando a tal fine le componenti di ricavo riconosciuto definitive determinate sulla base dei dati di consuntivo.

Trattamento delle immobilizzazioni in corso

- 5.5 Secondo gli attuali criteri di regolazione, il valore delle immobilizzazioni in corso è incluso nella determinazione del capitale investito netto riconosciuto, ed è pertanto remunerato al tasso di remunerazione base (WACC). Conseguentemente, non è previsto alcun riconoscimento, per gli operatori che

esercitano a regime la propria attività, di eventuali oneri finanziari capitalizzati, per i quali è già prevista una copertura implicita nel tasso di remunerazione del capitale di debito che concorre a determinare il WACC.

- 5.6 Esclusivamente per le nuove imprese di trasporto che avviano l'attività nel corso del periodo di regolazione, sono riconosciuti eventuali *IPCO*⁷ che si generano precedentemente all'entrata in operatività dell'impresa e al conseguente riconoscimento tariffario, purché capitalizzati.

Capitale circolante netto

- 5.7 I criteri tariffari prevedono il riconoscimento di una quota di ricavo a copertura del fabbisogno di capitale circolante netto (CCN). Tale quota è determinata pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo.

Poste rettificative e incentivi all'ottenimento dei contributi

- 5.8 Ai fini della determinazione del capitale investito netto riconosciuto, dal valore dell'attivo immobilizzato lordo è sottratto il valore dei contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o privati per la realizzazione delle infrastrutture, rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, al netto della quota già degradata. Quest'ultima è calcolata come somma dei prodotti dei contributi rivalutati per le rispettive percentuali di degrado, assunte pari a quelle del cespite metanodotti.
- 5.9 Inoltre, ai fini della determinazione del capitale investito netto riconosciuto, è dedotto dall'attivo immobilizzato netto il fondo relativo al trattamento di fine rapporto.
- 5.10 Ai soli fini del calcolo della componente di ricavo relativo alle maggiorazioni della remunerazione per i nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2014, l'attivo immobilizzato netto è calcolato senza sottrarre i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici e privati, inclusi quelli ottenuti nell'ambito delle procedure di allocazione dei costi di cui all'articolo 12 del Regolamento (UE) n. 347/2013, al fine di incentivare le imprese di trasporto ad ottenere tali forme di contributo.

Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 5.11 Nell'ambito della definizione dei criteri tariffari per gli anni 2014-2017 adottati con deliberazione 514/2013/R/GAS, è stato adottato un tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto pari a 6,3%.
- 5.12 In particolare, per quanto riguarda i parametri che concorrono alla determinazione del WACC oggetto della presente consultazione, è stato adottato:

⁷ Interessi passivi in corso d'opera.

- a) un livello di *gearing*, ossia il rapporto tra capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito, pari a 0,444 (equivalente ad un rapporto *D/E* pari a 0,8);
 - b) un valore di $\beta_{unlevered}$ (di seguito: β_{asset}) pari a 0,36; per la determinazione di tale valore è stato fatto riferimento al coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del mercato azionario e il rendimento atteso del capitale di rischio della principale società italiana proprietaria di reti di trasporto del gas e di altre società europee comparabili; tale valore è stato poi confrontato con il valore adottato per il servizio di trasmissione di energia elettrica, in quanto è stato ipotizzato che le due attività fossero caratterizzate da un profilo di rischio sostanzialmente comparabile;
 - c) sulla base di quanto sopra, il valore *levered* del β è risultato pari a 0,575.
- 5.13 Con la deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, l’Autorità ha definito i criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (di seguito: TIWACC).
- 5.14 Per quanto riguarda il servizio di trasporto del gas naturale, ai sensi del TIWACC il valore del tasso di remunerazione per gli anni 2016 e 2017 è stato definito pari al 5,4%, confermando i valori del livello di *gearing* e del coefficiente β_{asset} vigenti, e pari rispettivamente a 0,444 e 0,36.
- 5.15 Con la RTTG approvata con deliberazione 575/2017/R/GAS, l’Autorità ha disposto di determinare il valore del β_{asset} nell’ambito della definizione dei criteri tariffari per il 5PRT, e dunque di:
- a) confermare, per l’anno 2018, il valore del tasso di remunerazione pari a 5,4%;
 - b) rideterminare, per l’anno 2019, il valore del tasso di remunerazione sulla base dell’aggiornamento dei parametri comuni a tutti i servizi regolati di cui all’articolo 5 del TIWACC, nonché dell’aggiornamento del livello di *gearing* ai sensi dell’articolo 6 del TIWACC; aggiornare altresì il valore del $\beta_{levered}$ per tener conto dell’aggiornamento del parametro *tc* e del livello di *gearing*, mantenendo inalterato il valore del β_{asset} .
- 5.16 Con riferimento al livello di rischio del servizio di misura, l’Autorità ha ritenuto non vi fossero ragioni per applicare un valore differente del parametro β rispetto al servizio di trasporto in quanto, fino al completamento della riforma del servizio di misura del trasporto gas, le due attività sono svolte congiuntamente.
- 5.17 Si evidenzia infine che, ai fini dell’aggiornamento di tale tasso di remunerazione, il TIWACC prevede che:

- a) ai sensi dell'articolo 5, i parametri base del $WACC^8$ sono comuni a tutti i settori e aggiornati per il triennio 2019-2021;
- b) ai sensi dell'articolo 6, il livello di *gearing* (che è un parametro specifico di settore) sia confermato pari a 0,444 per il triennio 2016-2018, mentre per il triennio 2019-2021 sia fissato in occasione dell'aggiornamento dei parametri base di cui all'articolo 5 del TIWACC;
- c) ai sensi dell'articolo 7, il livello del coefficiente β_{asset} sia determinato nell'ambito della definizione dei criteri tariffari.

Vita utile dei cespiti e determinazione della quota di ammortamento

5.18 Nel periodo di regolazione, l'Autorità ha adottato le durate convenzionali tariffarie per le categorie di cespiti come riportate nella seguente Tabella 2.

Tabella 2: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)
Fabbricati	40
Metanodotti (condotte e derivazioni)	50
Centrali di compressione	20
Impianti di regolazione e riduzione della pressione	20
Misuratori	20
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Immobilizzazioni immateriali	5
Immobilizzazioni in corso	-
Terreni	-

5.19 La quota di ammortamento riconosciuta ai fini tariffari è determinata pari al rapporto tra il valore dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categoria di cespiti che non hanno ancora completato la loro durata convenzionale tariffaria, al netto degli eventuali contributi in conto capitale, e le rispettive durate convenzionali.

Determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti

⁸ I parametri base sono: tasso di rendimento nominale delle attività prive di rischio, livello di inflazione incorporato nel tasso di rendimento nominale delle attività prive di rischio, livello di inflazione utilizzato per la determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali, livelli di tassazione, premio per il rischio Paese.

- 5.20 L'Autorità, per la determinazione delle tariffe per l'anno 2014, ha fatto riferimento ai costi sostenuti dalle imprese nell'anno 2012. I costi operativi riconosciuti comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente ed attribuite al servizio di trasporto, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate, nonché di ulteriori voci di costo (cfr. punto 3.9 della RTTG).
- 5.21 Per quanto riguarda la determinazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014, l'Autorità ha disposto di:
- a) applicare una simmetrica ripartizione, tra imprese di trasporto e utenti del servizio, dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione;
 - b) nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione (ossia nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2012 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2012, al netto della quota residua delle maggiori efficienze lasciate all'impresa), determinare il costo operativo riconosciuto sulla base di una media tra il costo operativo effettivo e il costo operativo riconosciuto nell'anno di riferimento.
- 5.22 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del trasporto hanno trovato applicazione i medesimi criteri esposti per la determinazione dei costi riconosciuti per l'attività di trasporto, ad eccezione dell'applicazione della ripartizione delle maggiori efficienze. La mancata applicazione di tale criterio ha trovato giustificazione in ragione del mantenimento, per il 4PRT, di un regime transitorio per la definizione delle tariffe del servizio di misura.
- 5.23 Il corrispettivo unitario variabile *CV* per il primo anno del periodo di regolazione (2014) è stato calcolato dall'impresa maggiore di trasporto dividendo la somma complessiva delle componenti di ricavo relative ai costi operativi riconosciuti di tutte le imprese di trasporto per i volumi di riferimento, pari a 67.166.959.978 metri cubi *standard*. Tali volumi di riferimento sono stati mantenuti costanti nel corso del 4PRT, nonché per il periodo transitorio 2018-2019.
- 5.24 In merito all'aggiornamento annuale del corrispettivo unitario variabile *CV*, è stato disposto di tenere conto:
- a) del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
 - b) del tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*);
 - c) di un ulteriore parametro *Y* di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.
- 5.25 Con riferimento in particolare al valore dell'*X-factor*, questo è stato determinato:

- a) per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativamente all'anno 2012 inferiori rispetto ai costi operativi riconosciuti (cfr. punto 5.20, lettera a):
 - i. nel periodo 2014-2017, in modo da restituire agli utenti del servizio le ulteriori efficienze ottenute in un periodo di 8 anni;
 - ii. nel periodo transitorio 2018-2019, in modo da riassorbire nel biennio 2018-2019 le quote residue delle efficienze realizzate nel corso del secondo e del terzo periodo di regolazione
 - b) per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativamente all'anno 2012 superiori rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2012 (cfr. punto 5.20, lettera b):
 - i. nel periodo 2014-2017, in modo riportare l'operatore ad un livello di costi efficienti in un periodo di 4 anni;
 - ii. nel periodo transitorio 2018-2019, pari a zero.
- 5.26 Inoltre, a fronte della realizzazione di nuovi investimenti, alle imprese di trasporto è stata data facoltà di chiedere il riconoscimento di una componente di ricavo RT_{NI}^E determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio precedente e il valore dei costi operativi riconosciuti, purché detta differenza sia riconducibile ai costi incrementali generati dai suddetti investimenti.
- 5.27 Ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del trasporto, nel regime transitorio che ha caratterizzato il 4PRT nelle more del completamento del riordino dell'assetto regolatorio dell'attività, è considerato esclusivamente il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo, senza considerare alcun tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*).

Criteria di incentivazione

- 5.28 Per il periodo 2014-2017, l'Autorità ha applicato un regime di incentivazione che prevede i seguenti tassi di remunerazione addizionale ai nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2014:
- a) $T_{(4)=1}$ investimenti di sostituzione: 0%;
 - b) $T_{(4)=2}$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale: 1% per 7 anni;
 - c) $T_{(4)=3}$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale: 1% per 10 anni;
 - d) $T_{(4)=4}$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione e/o esportazione: 2% per 10 anni.
- 5.29 Nella prospettiva di introdurre logiche di sviluppo maggiormente selettive degli investimenti di trasporto del gas naturale, per il periodo transitorio 2018-2019 l'Autorità ha disposto di:

- a) salvaguardare gli effetti incentivanti di cui al precedente punto 5.28 sugli investimenti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2017;
 - b) applicare, per gli investimenti che entrano in esercizio nel periodo 2018-2019, un'incentivazione *input-based* residuale transitoria pari ad una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito dell'1%, riconosciuta per 12 anni, applicata agli investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto:
 - i. avviati antecedentemente l'1 gennaio 2018;
 - ii. avviati successivamente all'1 gennaio 2018 che rispettino i seguenti requisiti: (i) inclusione in un Piano di Sviluppo del gestore del sistema di trasporto; (ii) evidenza per il sistema del gas di un rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati superiore a 1,5; (iii) valutazione non negativa da parte dell'Autorità espressa ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11 e della deliberazione 351/2016/R/GAS.
- 5.30 Con deliberazione 689/2017/R/GAS, con particolare riferimento agli investimenti che entreranno in esercizio dal 2019, l'Autorità ha inoltre previsto che:
- a) in assenza degli elementi informativi necessari a valutare l'efficienza e l'economicità di un intervento e la relativa utilità per il sistema del gas desumibili dai Piani 2018, sia sospeso in via cautelativa il riconoscimento degli incentivi tariffari per lo sviluppo delle infrastrutture di cui all'articolo 22 della *RTTG*;
 - b) nei casi in cui dall'Analisi Costi-Benefici (ACB) di un intervento risulti un beneficio per il sistema nazionale del gas inferiore ai costi, tale intervento è ammesso al riconoscimento tariffario nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili; tale disposizione trova applicazione ad esclusione degli interventi che, alla data del provvedimento, risultino già in fase di realizzazione; con successiva deliberazione 5 aprile 2018, 208/2018/R/GAS, l'Autorità ha accertato gli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale ammessi alla sopracitata clausola di salvaguardia.
- 5.31 Si riporta di seguito (Tabella 3) una rappresentazione schematica delle disposizioni vigenti nel periodo transitorio 2018-2019 relative all'incentivazione degli interventi, come risultanti dalle disposizioni di cui al combinato disposto della *RTTG* e della deliberazione 689/2017/R/GAS.

Tabella 3: Riconoscimento tariffario degli investimenti per il periodo transitorio 2018-2019

	Anno di entrata in esercizio	Anno di primo riconoscim. tariffario	Aviato ⁽¹⁾	In fase di realizzazione al 19 ottobre 2017 ⁽²⁾	B/C	Remunerazione base	Incentivo		
							Ammissione	Entità	
PERIODO TRANSITORIO 2018-2019	2018	2019	Entro 31 dic 2017				SI	1% per 12 anni	
			Dal 1 gen 2018		< 1	SI	NO		
					1 < BC < 1,5		NO		
					> 1,5		SI		
	2019	2020	Entro 31 dic 2017	SI			SI		SI
				NO	< 1	NEI LIMITI DEI BENEFICI	SI		
					1 < BC < 1,5	SI	SI		
					> 1,5		SOSPESA		
				Dal 1 gen 2018	SI	< 1	SI		NO
						1 < BC < 1,5			NO
			> 1,5			SI			
			NO		Assenza elementi	SI	SOSPESA		
					< 1	NEI LIMITI DEI BENEFICI	NO		
					1 < BC < 1,5	SI	NO		
				> 1,5		SI			
				Assenza elementi	SI	SOSPESA			

(1) Ai sensi della RTTG, con “Investimento avviato” si intende il progetto di sviluppo della rete di trasporto, nazionale o regionale, che, conclusa la fase di ingegneria e permessi, è in stato di costruzione e in relazione al quale alla data del 31 dicembre 2017 risultano rilevate contabilmente immobilizzazioni in corso, riferite a costi sostenuti nella fase realizzativa.

(2) Ai sensi della deliberazione 689/2017/R/GAS, un intervento è in fase di realizzazione laddove l'impresa di trasporto possa dimostrare: (a) di aver già ottenuto le autorizzazioni necessarie alla costruzione e all'esercizio delle infrastrutture; (b) di aver già avviato la cantierizzazione delle opere ovvero di aver già sostenuto o contrattualizzato un costo di investimento almeno pari al 25% della spesa di investimento stimata. Gli interventi ammessi al regime di salvaguardia sono stati accertati con deliberazione 208/2018/R/GAS.

Ricavi per il servizio di bilanciamento

5.32 Alle imprese che svolgono l'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti è riconosciuta una componente di ricavo *RA* per la copertura dei costi relativi al servizio di bilanciamento del sistema, pari alla somma delle seguenti voci:

- a) costi relativi alle prestazioni di stoccaggio, calcolati in base ai requisiti di iniezione, erogazione e volume di gas da stoccaggio necessari al bilanciamento del sistema e in base alle tariffe di stoccaggio;

- b) costo associato ai volumi di gas immobilizzati in stoccaggio, pari al prodotto del tasso di remunerazione del capitale per il servizio di trasporto e il capitale investito netto riconosciuto relativo ai quantitativi di gas necessari al bilanciamento del sistema.
- 5.33 Con riferimento ai costi relativi al servizio di bilanciamento riconosciuti alle imprese di trasporto, con la deliberazione 16 giugno 2016, 312/2016/R/GAS, ed in particolare con il relativo Allegato A (di seguito: TIB), l’Autorità ha dato attuazione, con decorrenza 1 ottobre 2016, al nuovo regime di bilanciamento in conformità con le disposizioni del Regolamento (UE) 312/2014. Tale disciplina del bilanciamento, come integrata con deliberazione 18 maggio 2017, 349/2017/R/GAS, prevede un meccanismo di neutralità del responsabile del bilanciamento rispetto alle partite economiche afferenti alla gestione del bilanciamento.

Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato

Perdite di rete

- 5.34 L’Autorità, per il 4PRT, ha definito i livelli *standard* delle perdite di rete determinati a partire dai dati disponibili in letteratura⁹, al fine di garantire maggiore trasparenza ed efficienza, nonché uniformità tra i criteri adottati dai diversi operatori, nella quantificazione del gas necessario alla copertura delle perdite di rete. In particolare, ha definito il livello ammesso delle perdite di rete sulla base di specifici fattori di emissione per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, al fine di fornire incentivi al contenimento delle medesime, e previsto un percorso di efficientamento del fattore di emissione fuggitivo relativo alle stazioni REMI che, entro la conclusione del periodo regolatorio, possa condurre a valori in linea con i *benchmark* disponibili, a seguito di opportuni e adeguati piani di manutenzione.
- 5.35 Con la medesima deliberazione 514/2013/R/GAS, l’Autorità ha inoltre avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contenimento delle perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto, al fine di assicurare una corretta manutenzione e gestione degli impianti nella titolarità delle imprese di distribuzione e dei clienti finali allacciati alla rete di trasporto. In particolare, nell’ambito di tale procedimento l’Autorità ha previsto di valutare:
- a) la definizione di un protocollo per la corretta manutenzione dei componenti e delle apparecchiature che costituiscono gli impianti di regolazione e misura dei punti di riconsegna della rete di trasporto;

⁹ La definizione dei livelli *standard* delle perdite è stata effettuata con il supporto tecnico-scientifico del Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICEM) dell’Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale. Il Dipartimento DICEM ha svolto a tal fine anche un’attività di accertamento documentale sui dati forniti dalle imprese di trasporto e di verifica tecnica in campo sui livelli di emissione.

- b) l'introduzione di meccanismi di penalità per i soggetti titolari degli impianti di regolazione e misura in caso di accertamento di natura documentale del mancato rispetto del protocollo di manutenzione.
- 5.36 Inoltre, il comma 4.5 della deliberazione 514/2013/R/GAS, ha posto in capo all'impresa maggiore di trasporto il compito di effettuare, entro il 31 dicembre 2015, con il supporto di soggetti terzi indipendenti, specifiche campagne di misura su un campione significativo di impianti di regolazione e misura, al fine di aggiornare i livelli di emissione efficienti in funzione della realtà impiantistica della rete di trasporto.

Gas di autoconsumo

- 5.37 Per il trattamento del gas di autoconsumo¹⁰, l'Autorità ha mantenuto le disposizioni in vigore nel terzo periodo di regolazione, che prevedono il riconoscimento in natura dei quantitativi effettivamente utilizzati dalle imprese di trasporto.
- 5.38 In particolare, le imprese di trasporto definiscono *ex ante*, sulla base degli assetti di rete previsti, i quantitativi di gas necessari alla copertura degli autoconsumi, prevedendo contestualmente meccanismi di conguaglio per regolare gli scostamenti tra i quantitativi previsti e quelli effettivamente utilizzati e misurati.

Gas non contabilizzato

- 5.39 Per quanto concerne il trattamento delle perdite contabili (il cosiddetto gas non contabilizzato, *GNC*), l'Autorità ha definito il quantitativo *standard* riconosciuto sulla base del valore medio annuale registrato nel biennio 2011-2012. Tale valore, pari a 2.753.109 GJ, è mantenuto fisso per l'intero periodo di regolazione, al fine di incentivare le imprese di trasporto a raggiungere ulteriori incrementi di efficienza.

Accordi di ripartizione dei ricavi e perequazione

- 5.40 Le modalità per la ripartizione del gettito di competenza di ciascuna impresa di trasporto derivante dall'applicazione dei corrispettivi unitari di capacità CP_e , CP_u , del corrispettivo unitario variabile CV (e delle somme afferenti alla perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile), nonché per la ripartizione degli autoconsumi, delle perdite di rete, del *GNC*, sono definite con cadenza annuale dalle imprese di trasporto, in via contrattuale.
- 5.41 La perequazione del corrispettivo di capacità CR_r , unico a livello nazionale è invece gestita dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: Cassa), che determina l'ammontare di perequazione in misura pari alla differenza tra i ricavi effettivi di trasporto calcolati applicando il corrispettivo di

¹⁰ È il quantitativo di gas misurato per gli usi dell'impresa, incluso il gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e per il preriscaldamento del gas.

capacità CR_r unico a livello nazionale alle capacità effettivamente conferite, e i ricavi di trasporto spettanti all'impresa di trasporto calcolati applicando il corrispettivo CR_r specifico d'impresa alle capacità effettivamente conferite.

Fattori correttivi

- 5.42 Per il servizio di trasporto, i ricavi di riferimento relativi alla rete nazionale di gasdotti (RT^N) e i ricavi di riferimento relativi alla rete regionale dei gasdotti (RT^R) sono garantiti alle imprese di trasporto mediante l'applicazione dei fattori correttivi FC^N e FC^R , determinati in modo tale da compensare eventuali scostamenti tra i ricavi riconosciuti RT^N e RT^R e i ricavi effettivamente conseguiti dalle imprese di trasporto mediante applicazione dei corrispettivi di capacità (inclusi i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento). I fattori correttivi di competenza di un dato anno t sono considerati ai fini della determinazione dei ricavi attribuiti alle componenti tariffarie capacitive (sia di rete nazionale che di rete regionale) per l'anno $t+2$, tenuto conto di una opportuna rivalutazione di tali somme al fine di sterilizzare gli effetti del *lag* temporale nel loro riconoscimento. Qualora l'entità del fattore correttivo ecceda una soglia (pari al 2%) dei ricavi riconosciuti, la quota eccedente tale soglia è recuperata nei 4 anni successivi (da $t+3$ a $t+6$).
- 5.43 Per quanto riguarda il corrispettivo unitario variabile CV , gli attuali criteri prevedono un meccanismo perequativo di correzione del rischio volume che opera qualora, rispetto ai volumi di riferimento, si registrino a consuntivo variazioni dei volumi eccedenti, in più o in meno, una franchigia pari al 4%. Tale meccanismo prevede che l'eventuale compensazione sia gestita dalla Cassa.
- 5.44 Con riferimento ai ricavi relativi al servizio di misura del trasporto, nel corso del 4PRT non è stato previsto alcun fattore di copertura dei ricavi, anche in ragione della limitata variabilità del *driver* per il dimensionamento del corrispettivo di misura in vigore nel 4PRT.

PARTE III

ORIENTAMENTI INIZIALI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI

Gli orientamenti riportati nella seguente Parte III, fermi restando i vincoli che derivano dal quadro normativo di riferimento o discendono da valutazioni tecniche oggettive e consolidate, costituiscono indirizzi con valenza indicativa, finalizzati all'acquisizione di osservazioni da parte degli stakeholder, in modo da costruire un quadro di riferimento il più possibile completo in vista dell'assunzione della decisione finale.

6 Durata del periodo di regolazione

- 6.1 Con riferimento alla durata del periodo regolatorio, va evidenziato al riguardo che l'articolo 27, paragrafo 5, del Codice TAR dispone che la procedura di consultazione finale (articolo 26) e la conseguente decisione dell'autorità nazionale di regolamentazione (articolo 27, paragrafo 4) deve essere ripetuta almeno ogni cinque anni, riducendo di fatto la possibile durata del periodo di regolazione ad un massimo di cinque anni.
- 6.2 Si ritiene pertanto opportuno confermare l'attuale durata del periodo di regolazione pari a 4 anni (dall'1 gennaio 2020 al 31 dicembre 2023), in analogia ai servizi regolati di stoccaggio del gas naturale e di rigassificazione del Gnl; in tal modo, peraltro, si allineerebbe il periodo regolatorio del trasporto gas con il secondo semi-periodo (NPR2) relativo ai servizi di trasmissione e distribuzione elettrica di cui alla deliberazione 654/2015/R/EEL.

S 2. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione
--

7 Criteri di riconoscimento del costo

- 7.1 L'Autorità ritiene opportuno avviare una revisione degli attuali criteri di riconoscimento dei costi basati sulla spesa effettiva e intende pertanto confermare la volontà di introdurre anche nel settore del gas logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (cfr. Capitolo 13 del DCO 413/2017/R/GAS).
- 7.2 Peraltro, come indicato nel precedente DCO 413/2017/R/GAS, per quanto riguarda l'attività di trasporto le tempistiche per l'introduzione dell'approccio *totex* non sembrano compatibili con la decorrenza del 5PRT.
- 7.3 Per il 5PRT appare ragionevole fissare alcuni obiettivi concreti propedeutici rispetto all'adozione integrale di logiche *totex*. In particolare l'Autorità intende

introdurre e sperimentare alcuni elementi dell'approccio *totex*, ponendosi in particolare i seguenti obiettivi:

- a) maggiore attenzione alla pianificazione degli interventi di sviluppo e alla relativa evoluzione della spesa;
- b) maggiore trasparenza in relazione agli obiettivi perseguiti attraverso la realizzazione di un intervento di sviluppo;
- c) maggiore attenzione alla verificabilità e misurabilità degli obiettivi prefissati;
- d) applicazione di un *capital incentive scheme* ad alcuni progetti specifici, anche mediante il ricorso a menù di regolazione.

7.4 Con riferimento agli obiettivi di cui alle lettere a) e b), si ritiene che possano essere perseguiti mediante una crescente interazione tra i principi di riconoscimento tariffario degli investimenti e gli esiti delle valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto predisposti dagli operatori ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo 93/11. In particolare, i criteri di redazione dei Piani e segnatamente i criteri per l'analisi costi-benefici (ACB) attualmente in via di definizione (cfr. punto 11, deliberazione 689/2017/R/GAS) sono finalizzati a rendere trasparente la pianificazione infrastrutturale, sia nei termini di obiettivi perseguiti (dunque di benefici), sia con riferimento ai rispettivi costi. Per una analisi delle proposte in merito alle conseguenze della valutazione dei Piani dal punto di vista tariffario, si veda il successivo Capitolo 12.

7.5 Per quanto riguarda l'obiettivo di cui alla lettera c), l'Autorità intende avviare una specifica attività di monitoraggio degli investimenti effettuati e degli obiettivi conseguiti, anche al fine di verificarne la coerenza rispetto a quanto previsto nei Piani. Si propone pertanto di richiedere ai gestori di rendere disponibile, a decorrere dall'anno 2020, un rapporto che confronti gli *output* effettivamente conseguiti con quelli dichiarati in sede di redazione del Piano e utilizzati ai fini dell'ACB. Si ritiene che tale rapporto possa essere reso disponibile come *addendum* ai Piani relativi al medesimo anno e debba fare riferimento agli investimenti previsti nei Piani decennali precedenti ed in esercizio da almeno un anno rispetto alla data di presentazione del rapporto stesso. Il contenuto e la struttura di tale rapporto potrebbero essere oggetto di uno specifico confronto tra i gestori e gli Uffici dell'Autorità, anche nell'ambito del Tavolo di lavoro già avviato in materia di metodologia di ACB (cfr. punto 4.8, lettera b).

7.6 Sul punto d), si ritiene che l'applicazione di detti meccanismi debba essere adeguatamente supportata dalla disponibilità di dati in merito ai costi di investimento, specialmente per quanto riguarda i criteri utilizzati per effettuare le stime di costo presentate nell'ambito dei Piani. Pertanto, si ritiene necessario, al fine di poter applicare in futuro tali meccanismi regolatori:

- a) proseguire il tavolo di confronto avviato con gli operatori in materia di metodologia di ACB (cfr. punto 4.8, lettera b), al fine di rendere

trasparenti e condivise le metodologie di stima dei costi di realizzazione degli interventi di sviluppo;

- b) avviare una specifica attività di verifica dei costi effettivamente sostenuti rispetto a quelli dichiarati in sede di pianificazione nell'ambito dei Piani di sviluppo; a tal proposito, si ritiene opportuno richiedere ai gestori, nell'ambito del rapporto di cui al precedente punto 7.5, anche le informazioni sugli eventuali scostamenti tra i costi preventivati nei Piani di sviluppo e utilizzati ai fini dell'ACB, rispetto ai costi effettivamente sostenuti.

- 7.7 In aggiunta a quanto sopra evidenziato, l'Autorità ritiene che, nel corso del 5PRT, possano essere avviate anche ulteriori sperimentazioni di elementi dell'approccio *totex*, quali ad esempio il *capital incentive scheme*, con l'obiettivo di indurre recuperi di efficienza sui costi di capitale in coerenza con le *best practice* regolatorie derivante da esperienze internazionali.

S 3. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento del costo.

S 4. Osservazioni in merito al rapporto sugli output degli interventi di sviluppo.

8 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

- 8.1 Si intende confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del metodo del costo storico rivalutato. Tale metodo, basandosi sul livello di costo effettivamente sostenuto dall'operatore, consente, anche grazie al processo iterativo di ricalcolo annuale del capitale investito netto, il mantenimento del valore reale delle immobilizzazioni, nonché il pieno recupero dell'investimento da parte degli esercenti.
- 8.2 L'Autorità intende comunque confermare il principio secondo cui il riconoscimento del valore delle immobilizzazioni avviene a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema, e realizzati secondo criteri di economicità. A tal proposito, si intendono confermare le disposizioni attualmente previste dalla deliberazione 689/2017/R/GAS che prevedono la possibilità, nei casi in cui dall'ACB di un intervento risulti un beneficio per il sistema nazionale del gas inferiore ai costi, di ammettere tale intervento al riconoscimento tariffario nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili. Inoltre, nel corso del periodo regolatorio, si valuterà la possibilità di introdurre, in un'ottica sperimentale, schemi di incentivazione all'efficientamento dei costi di capitale (cfr. precedente punto 7.7).
- 8.3 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo, si intende confermare l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

Misure per la compensazione del lag regolatorio

- 8.4 In analogia a quanto disciplinato per il periodo transitorio 2018-2019, si propone di confermare l'inclusione, nell'ambito della proposta tariffaria per l'anno t , degli incrementi patrimoniali di pre-consuntivo relativi all'anno di presentazione della proposta tariffaria ($t-1$). La proposta tariffaria determinata sulla base dei valori di pre-consuntivo rileva, di conseguenza, esclusivamente ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari per l'anno t . I ricavi di riferimento in via definitiva sono successivamente determinati d'ufficio dall'Autorità in sede di approvazione dei ricavi di riferimento per l'anno $t+1$, sulla base dei dati di consuntivo relativi all'anno $t-1$ come desumibili dalle proposte tariffarie presentate dalle imprese.
- 8.5 In analogia a quanto attualmente disposto, si propone di gestire gli eventuali scostamenti tra i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e quelli risultanti dalla proposta tariffaria definitiva nell'ambito dell'approvazione delle proposte tariffarie per l'anno $t+2$, considerando i ricavi di riferimento in via definitiva per l'anno t ai fini della determinazione dei fattori correttivi FC^N e FC^R .
- 8.6 Per quanto riguarda il servizio di misura del trasporto, si propone di gestire gli scostamenti tra i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e i ricavi definitivi in analogia al servizio di trasporto (cfr. successivo punto 17.4 sull'introduzione di uno specifico fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura). In alternativa, gli si renderebbe necessario congruare gli scostamenti tra i ricavi provvisori e i ricavi definitivi di competenza di un anno t a valere sul livello di ricavo riconosciuto per l'anno $t+2$.

Trattamento delle immobilizzazioni in corso

- 8.7 Come richiamato nel precedente DCO 413/2017/R/GAS, gli attuali criteri di regolazione, che garantiscono alle imprese regolate il riconoscimento in tariffa dello *stock* delle immobilizzazioni in corso, remunerato al tasso di remunerazione base, possono presentare criticità nella misura in cui non forniscono alle imprese regolate adeguati incentivi verso la tempestiva realizzazione e messa in esercizio degli investimenti. Nel caso del servizio di trasporto gas, tali criticità non sembrano ravvisarsi in modo significativo (v. precedente Figura 1 da cui emerge un andamento tendenzialmente decrescente dello *stock* di immobilizzazioni in corso degli ultimi anni).
- 8.8 Al fine di introdurre comunque un incentivo alla messa in esercizio degli investimenti, nonché in parziale analogia con quanto disposto per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica con deliberazione 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL, l'Autorità ritiene opportuno per il 5PRT mantenere le attuali modalità di copertura degli oneri finanziari associati allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, riconoscendo alle imprese di trasporto un'immediata remunerazione delle immobilizzazioni in corso, ad un tasso inferiore rispetto al WACC; in particolare, l'Autorità intende riconoscere sulle immobilizzazioni in

corso il tasso di remunerazione che si avrebbe nel caso in cui vi fosse un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4, ossia nell'ipotesi che i nuovi investimenti siano finanziati principalmente mediante ricorso a capitale di debito.

- 8.9 L'Autorità ritiene che tale proposta consente al gestore di rete un pieno recupero degli oneri finanziari sostenuti per la realizzazione di investimenti particolarmente complessi che richiedono lunghi tempi realizzativi, fornendo al tempo stesso incentivi a mettere in esercizio le opere nel minor tempo possibile.

Capitale circolante netto

- 8.10 Ai fini della determinazione del valore del capitale circolante netto da considerare ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto per il 5PRT, l'Autorità intende confermare la determinazione convenzionale in via parametrica di tale posta. Sulla base dell'analisi svolta sull'effettiva entità delle esigenze di finanziamento del ciclo operativo delle imprese di trasporto, l'Autorità ritiene che ci siano margini per una revisione del parametro oggi applicato, pari allo 0,8% del valore dell'attivo immobilizzato lordo. Al fine di determinare un parametro rappresentativo del capitale circolante netto delle imprese di trasporto, ossia delle relative esigenze di finanziamento del ciclo operativo, ivi incluse le esigenze di magazzino, nonché in linea con le previsioni di riduzione di riduzione di tale componente parametrica già in vigore per altri settori regolati¹¹, l'Autorità intende proporre un intervallo di valori compreso tra 0.5% e 0,7%.

Poste rettificative e incentivo per l'ottenimento di contributi

- 8.11 L'Autorità intende confermare la disposizione che prevede che, ai soli fini del calcolo della componente di ricavo addizionale per la remunerazione di nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2014, l'attivo immobilizzato netto sia calcolato senza sottrarre i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici e privati.
- 8.12 L'Autorità intende inoltre introdurre ulteriori specifiche misure regolatorie che incentivino le imprese di trasporto ad operarsi per ottenere l'erogazione di contributi pubblici di natura comunitaria a copertura dei costi infrastrutturali. In particolare, in sostanziale analogia ai meccanismi introdotti per la trasmissione elettrica, si propone che, ai fini del calcolo della quota di ammortamento, il valore del contributo non sia portato in deduzione del valore del cespite metanodotti per un periodo pari a 5 anni, ossia per un valore pari al 10% del contributo incassato (nell'ipotesi di confermare la vita utile del cespite metanodotti pari a 50 anni).

¹¹ Cfr. criteri tariffari del settore elettrico definiti con deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL.

- 8.13 Al fine di incentivare le imprese di trasporto ad accedere ai contributi *Connecting Europe Facility* (di seguito: CEF) per il finanziamento degli interventi di sviluppo infrastrutturale, anche considerate le difficoltà di ottenimento di tali contributi legate alla complessità della legislazione europea in materia, l'Autorità, in analogia a quanto previsto per il servizio di trasmissione elettrica ai sensi dell'articolo 41 dell'Allegato A alla deliberazione 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL, intende introdurre uno specifico meccanismo di incentivazione all'ottenimento di tali contributi. In particolare, si propone di riconoscere una integrazione ai ricavi tariffari *una tantum* pari al 10% del contributo CEF percepito, comunque nei limiti del 5% del valore totale dell'investimento relativo all'intervento oggetto di contributo. L'applicazione di tale meccanismo incentivante è alternativa rispetto a quella di cui al precedente punto.

S 5. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto.

9 Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 9.1 In considerazione di quanto anticipato in relazione alle tempistiche previste ai sensi del TIWACC per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, l'Autorità intende prevedere che il valore di tale tasso di remunerazione sia determinato, per l'anno 2020, tenendo conto degli aggiornamenti dei parametri comuni e del livello di *gearing* effettuati nell'anno 2019 ai sensi degli articoli 5 e 6 del TIWACC, e di una eventuale modifica del valore del β_{asset} come di seguito descritto.

Rischio sistematico (β)

- 9.2 Ai fini della definizione del parametro β , l'Autorità intende confermare l'intenzione di fare riferimento al coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del mercato azionario e il rendimento atteso del capitale di rischio. In particolare, ai sensi dell'articolo 7, comma 3 del TIWACC, la stima del coefficiente β in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'Area Euro operanti in Paesi con *rating* elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale.
- 9.3 Sulla base di tali criteri, ossia considerando esclusivamente società europee che svolgono l'attività di trasporto gas operanti in Paesi dell'area euro con *rating* elevato, il campione risulta rappresentato dalla sola società Fluxys (quindi con limitato valore statistico), di cui nella Tabella 4 sottostante si riporta la stima del

parametro β_{asset} con riferimento a due distinti periodi temporali, uno più ristretto e pari a 2 anni (2016-2017), l'altro più ampio e pari a 4 anni (2014-2017)¹².

Tabella 4: Stima del parametro β_{asset} per la società Fluxys

Paese	Rating	Area euro	Valore β_{asset} <i>raw</i> rispetto a indice nazionale		Valore β_{asset} <i>adjusted</i> rispetto a indice nazionale		Valore β_{asset} <i>raw</i> rispetto a Euro stoxx 600		Valore β_{asset} <i>adjusted</i> rispetto a Euro stoxx 600		
			2014-17	2016-17	2014-17	2016-17	2014-17	2016-17	2014-17	2016-17	
			Fluxys BE	Belgio	AA	Sì	0,027	0,017	0,151	0,137	0,028

9.4 In coerenza con le indicazioni di cui all'articolo 7 del TIWACC, che prevede la possibilità di considerare, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, sono stati valutati anche i valori del parametro β_{asset} per società operanti in Paesi dell'area euro che non svolgano in modo esclusivo l'attività di trasporto del gas; sono state considerate in particolare le *parent company* Engie, OMV e EnBW (Tabella 5) che detengono quote di partecipazione nei gestori delle reti di trasporto rispettivamente in Francia (GRTgaz), Austria (Gas Connect Austria) e Germania (Terranets). Le stime del parametro β_{asset} relative agli ultimi due anni (2016-2017) e ad un periodo temporale più ampio (2014-2017), sono riportate nella successiva Tabella 5.

Tabella 5: Stima del parametro β_{asset} per società *parent*

Paese	Rating	Area euro	Valore β_{asset} <i>raw</i> rispetto a indice nazionale		Valore β_{asset} <i>adjusted</i> rispetto a indice nazionale		Valore β_{asset} <i>raw</i> rispetto a Euro stoxx 600		Valore β_{asset} <i>adjusted</i> rispetto a Euro stoxx 600		
			2014-17	2016-17	2014-17	2016-17	2014-17	2016-17	2014-17	2016-17	
			Engie	Francia	AA	Sì	0,697	0,666	0,710	0,686	0,763
OMV	Austria	AA+	Sì	0,821	0,839	0,817	0,825	0,705	0,704	0,740	0,735
EnBW	Germania	AAA	Sì	0,024	0,034	0,180	0,185	0,035	0,036	0,187	0,186
Media				0,514	0,513	0,569	0,566	0,501	0,481	0,561	0,544

9.5 Il range di valori che si ottiene applicando le disposizioni del TIWACC risulta così piuttosto ampio e con distribuzione piuttosto irregolare.

¹² I dati sono stati determinati utilizzando la banca dati Bloomberg, sulla base di rilevazioni giornaliere. Il valore *adjusted* è stato determinato come media ponderata tra il valore *levered raw* (cui è stato associato un peso di 2/3) e il valore 1 (con un peso di 1/3). Di tale valore *levered* è stato poi determinato il rispettivo valore *unlevered (asset)* utilizzando un rapporto di indebitamento che considera esclusivamente i debiti di lungo periodo.

- 9.6 Peraltro, i dati che emergono dall'analisi dei valori del parametro β_{asset} per le società che non svolgono esclusivamente il servizio di trasporto del gas naturale, fanno presumere che parte del differenziale riscontrato derivi dal peso delle attività non regolate svolte da tali soggetti. Appare necessario quindi, per l'individuazione dei valori da assumere ai fini dei riconoscimenti tariffari relativi ai servizi infrastrutturali regolati, depurare in qualche misura gli effetti sul valore del β_{asset} derivanti dallo svolgimento di attività non regolate.
- 9.7 A questo scopo, si ritiene opportuno osservare i valori di società che operano nel settore del trasporto del gas naturale e anche della trasmissione di energia elettrica ma che o non operano in Paesi con *rating* elevato o non operano in Paesi dell'Area Euro. Tali valori, sebbene non direttamente applicabili in coerenza con la metodologia di cui al TIWACC, possono in ogni caso essere un utile orientamento ai fini dell'individuazione di un *range* plausibile di valori del parametro β_{asset} .
- 9.8 Le stime del parametro β_{asset} relative a tali società, calcolato rispetto all'indice nazionale al fine di non incorporarne gli effetti del rischio Paese, sono riportati nella Tabella 6.

Tabella 6: Stima del parametro β_{asset} per società comparabili

	Paese	Rating	Area euro	Valore β_{asset} <i>raw</i> rispetto a indice nazionale		Valore β_{asset} <i>adjusted</i> rispetto a indice nazionale	
				2014-17	2016-17	2014-17	2016-17
Snam	Italia	BBB	Sì	0,295	0,273	0,372	0,349
Terna	Italia	BBB	Sì	0,226	0,213	0,277	0,271
National Grid	Regno Unito	AA	No	0,254	0,227	0,305	0,292
REN	Portogallo	BBB-	Sì	0,228	0,274	0,291	0,326
Enagas	Spagna	A-	Sì	0,233	0,185	0,299	0,261
Elia	Belgio	AA	Sì	0,253	0,195	0,363	0,325
Media				0,248	0,228	0,318	0,304

- 9.9 Come si può osservare dai dati riportati nella Tabella 6, i valori del parametro β_{asset} delle società considerate risultano mediamente più contenuti rispetto a quelli calcolati per le società *parent company* Engie, OMV e EnBW (Tabella 5), ma molto più elevati rispetto a quello della società Fluxys (Tabella 4).
- 9.10 In ogni caso, con riferimento alla rischiosità specifica dell'attività di trasporto connessa alle scelte regolatorie oggetto del presente documento, si ritiene che questa non si modifichi significativamente in quanto il quadro regolatorio proposto prevede, nella sostanza, profili di rischio analoghi a quelli connessi al quadro regolatorio attuale. Le proposte di carattere più innovativo, quali quelle relative ai criteri di incentivazione per i nuovi investimenti, pur nell'ottica di una

maggiore selettività sono tuttavia finalizzate a garantire ai gestori un maggior grado di certezza in merito alla remunerazione associata a tali investimenti, essendo questa una conseguenza delle valutazioni sui Piani di sviluppo le quali sono rese *ex-ante* rispetto all'effettiva realizzazione degli investimenti.

- 9.11 Ai fini del calcolo del WACC sarà applicato il valore del $\beta_{levered}$ risultante sulla base del rapporto *D/E* individuato dall'Autorità.
- 9.12 Con riferimento al livello di rischio del servizio di misura, si ritiene che non vi siano ragioni per applicare un valore differente del parametro β rispetto al servizio di trasporto in quanto, anche sulla base della riforma delle modalità di accesso ed erogazione del servizio delineata nella successiva Parte IV, l'attività di misura continuerà ad essere svolta congiuntamente con il servizio di trasporto, in un rafforzato ruolo delle imprese di trasporto nello svolgere tale attività. Tale considerazione tiene anche conto della proposta di cui al successivo punto 17.4 relativamente all'introduzione di un fattore di copertura dei ricavi per il servizio di misura.

Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)

- 9.13 Come richiamato in premessa (cfr. punto 5.14, lettera b), il livello di *gearing* è, ai sensi del TIWACC, un parametro specifico di settore che deve essere aggiornato per il triennio 2019-2021 in occasione dell'aggiornamento dei parametri base di cui all'articolo 5 del TIWACC.

S 6. Osservazioni in merito al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, e in particolare in merito ai criteri per l'individuazione di un range ragionevole, anche sotto il profilo della significatività del campione statistico, di valori del β_{asset} che tenga conto, da un lato, dei valori riscontrati con riferimento a società europee che svolgono l'attività di trasporto gas operanti in Paesi dell'area euro con rating elevato e, dall'altro, delle evidenze derivanti dai valori relativi a imprese che pur non svolgendo in modo esclusivo l'attività di trasporto operano in Paesi con rating elevato, tenendo conto degli effetti dello svolgimento di attività a più elevato rischio.

10 Determinazione della quota di ammortamento

- 10.1 L'Autorità è orientata a confermare i criteri generali di determinazione della componente di ricavo a copertura dell'ammortamento, valutando tuttavia alcuni interventi in merito alla vita utile regolatoria dei cespiti. In particolare, L'Autorità intende condurre, con riferimento alle principali categorie di cespiti (metanodotti, centrali di compressione, impianti di riduzione e regolazione della pressione), un'analisi volta a verificare la vetustà dei cespiti ancora in esercizio, al fine di accertare se, e in che misura, le vite utili effettive siano coerenti con quelle utilizzate ai fini regolatori, indagando l'eventuale presenza di cespiti completamente ammortizzati ma ancora in esercizio.

S 7. Osservazioni in merito alla determinazione della quota di ammortamento.

11 Determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti

Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2018)

- 11.1 Ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento, l'Autorità intende fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese nell'esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, ossia l'anno 2018. Poiché tali dati non saranno ancora disponibili nell'ambito dei bilanci certificati delle imprese di trasporto al momento di presentazione delle proposte tariffarie (marzo 2019), l'Autorità intende prevedere la possibilità per le imprese di presentare, ai fini della determinazione delle tariffe del 2020, i costi operativi effettivamente sostenuti sulla base dei dati di pre-consuntivo, rimandando ad una successiva istruttoria la determinazione del livello iniziale del costo operativo riconosciuto per il 5PRT ed introducendo al contempo opportuni meccanismi di conguaglio degli eventuali scostamenti tra il costo operativo riconosciuto in via provvisoria nelle tariffe del 2020 e i valori di costo operativo riconosciuto in via definitiva, da gestire nell'ambito delle proposte tariffarie per l'anno 2021.
- 11.2 Le informazioni relative a tali costi sono desunte:
- a) dai conti annuali separati predisposti dagli operatori ai sensi del Testo Integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione contabile (*TIUC*);
 - b) dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati agli operatori;
 - c) da una valutazione di coerenza con i costi degli anni precedenti per evitare il riconoscimento di costi non ricorrenti ovvero di costi ricorrenti che presentano livelli anomali nell'anno di riferimento.
- 11.3 I costi operativi riconosciuti comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente sostenute nell'esercizio 2018 ed attribuite al servizio di trasporto, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate. A questo proposito, qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra i costi sostenuti nell'anno 2018 e quelli sostenuti negli anni precedenti, l'Autorità intende valutare la possibilità di considerare, ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi, una media dei costi operativi sostenuti negli anni 2016-2018, escludendo comunque, da tali costi, i costi di natura non ricorrente e i costi che presentano oscillazioni anomale.
- 11.4 Non sono ricompresi nei costi operativi riconosciuti, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le seguenti voci di costo:
- a) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di trasporto di proprietà di altre imprese;

- b) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri;
- c) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
- d) gli oneri straordinari;
- e) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
- f) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente;
- g) i costi relativi al gas acquistato per gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato;
- h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
- i) 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;
- j) i costi correlati al servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio, dovuti a emergenze le cui cause rientrino tra quelle di cui al comma 15.1, lettera c), della *RQTG*¹³.

Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2020

11.5 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti nell'anno 2020, in coerenza con i precedenti periodi di regolazione, l'Autorità intende confermare il principio della simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi fissati ad inizio del 4PRT dall'Autorità. Tuttavia, a differenza dei precedenti periodi regolazione, l'Autorità intende prevedere di riassorbire le maggiori efficienze in un periodo di 4 anni (cfr. successivo punto 11.8).

11.6 Pertanto:

- a) nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2018 risultino inferiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2018 (al netto della quota relativa alle maggiori efficienze realizzate negli anni precedenti), i costi operativi per l'anno 2020, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono determinati come somma dei costi operativi effettivi e il 50% delle maggiori efficienze realizzate nel corso del 4PRT, opportunamente rivalutati per tener conto dell'inflazione;
- b) nel caso invece in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il 4PRT (e quindi i costi operativi effettivi relativi all'anno 2018 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per il medesimo anno, al netto della quota relativa alle maggiori efficienze realizzate negli anni precedenti), si ritiene che sia

¹³ Allegato A alla deliberazione 1 febbraio 2018, 43/2018/R/GAS.

necessario contemperare le considerazioni di equilibrio economico finanziario delle imprese, almeno nel breve periodo, con un adeguato incentivo al recupero di efficienze; pertanto, in tale ipotesi, il costo operativo riconosciuto è determinato come media tra i costi operativi effettivi dell'anno 2018 e i costi operativi riconosciuti per il medesimo anno, opportunamente rivalutati per tener conto dell'inflazione.

Volumi di riferimento per il dimensionamento del corrispettivo unitario variabile

- 11.7 Ai fini della scelta del *driver* per il dimensionamento del corrispettivo unitario variabile, l'Autorità, nell'ambito del precedente DCO 182/2018/R/GAS, punti 9.10 e 9.11, ha proposto che: (i) il *driver* per il corrispettivo ai punti di entrata sia pari ai quantitativi di gas naturale immessi in rete nei punti di entrata (inclusi i punti di entrata da stoccaggio); (ii) il *driver* per il corrispettivo ai punti di uscita sia pari ai quantitativi di gas naturale prelevati dalla rete nei punti di uscita verso impianti di stoccaggio, nei punti di interconnessione con le esportazioni, e nei punti di riconsegna. L'Autorità ha inoltre proposto che ai fini della determinazione dei quantitativi di gas naturale immessi e prelevati: (i) per l'anno 2020 siano considerati i volumi relativi all'anno 2018; (ii) per ciascun successivo anno t siano considerati i volumi relativi all'anno $t-2$.

Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti - Obiettivi di recupero di efficienza

- 11.8 Come già richiamato al DCO 413/2017/R/GAS, l'Autorità è orientata a definire un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa in sostanziale continuità con i criteri adottati nei precedenti periodi di regolazione e, in analogia con quanto disciplinato per l'attività di trasmissione di energia elettrica di cui alla deliberazione 654/2015/R/EEL, in modo tale da riassorbire le maggiori efficienze in un periodo di 4 anni.
- 11.9 Tale disposizione è finalizzata ad assicurare la promozione dell'efficienza nel settore, in coerenza con le disposizioni di cui alla legge n. 481/95, che rappresentano il quadro di riferimento generale per la determinazione del costo riconosciuto, e risponde altresì all'opportunità di disporre un trasferimento in tempi più brevi agli utenti dei suddetti recuperi di produttività prevedendo che tali recuperi conseguiti nel corso del 4PRT e nel periodo transitorio siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del 5PRT, ossia entro la fine dell'anno 2023.
- 11.10 Per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativamente all'anno 2018 superiori rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2018 (cfr. precedente punto 11.6, lettera b), si propone di confermare quanto disciplinato nei precedenti periodi di regolazione, ossia di determinare il coefficiente di recupero di produttività in modo riportare l'operatore ad un livello di costi efficienti in un periodo di 4 anni.
- 11.11 Per quanto riguarda l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti relativi al servizio di misura di trasporto, si propone di confermare l'attuale criterio che

prevede l'aggiornamento per tener conto esclusivamente del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo, senza considerare, ai fini dell'aggiornamento, alcun tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*), in quanto, in considerazione delle evoluzioni dell'assetto del servizio e del relativo quadro regolatorio, non sembra opportuno introdurre logiche di efficientamento dei costi di gestione del servizio.

Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti – Parametro Y e costi operativi connessi a nuovi investimenti

- 11.12 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei ricavi riconosciuti, in continuità con i criteri attualmente in vigore, l'Autorità intende confermare la possibilità per le imprese di richiedere l'attivazione del parametro *Y* relativo a variazioni dei vincoli sui ricavi in relazione a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo. In particolare, le imprese che presentano istanza per l'attivazione di tale parametro sono tenute a dimostrare l'effettiva eccezionalità degli eventi considerati; con riferimento della nuova normativa, le imprese sono tenute ad indicare le eventuali attività già svolte, e le ulteriori attività che si rendono necessarie in applicazione di detta nuova normativa, nonché le ricadute in termini di costi incrementali rispetto ai costi effettivi considerati nell'anno base di cui al precedente punto 11.1.
- 11.13 Inoltre, si propone di confermare la possibilità per le imprese di trasporto di richiedere, in via eccezionale a fronte della realizzazione e messa in esercizio di nuove infrastrutture, il riconoscimento di una componente di ricavo RT_{NI}^E qualora i costi operativi effettivi risultino superiori ai costi operativi riconosciuti, nella misura in cui tale differenza sia effettivamente riconducibile a detti nuovi investimenti. L'Autorità ritiene in particolare che tale disposizione sia finalizzata a far fronte ai casi in cui le imprese realizzino significativi investimenti che comportano una consistente espansione della rete esercita rispetto all'anno base. Ai fini del riconoscimento di tali costi incrementali è in capo all'impresa l'onere di garantirne la separata evidenza contabile e la riconducibilità alle nuove infrastrutture realizzate, nonché dimostrarne la pertinenza al servizio e l'effettiva addizionalità rispetto ai costi operativi complessivamente riconosciuti (incluse le eventuali quote residue di *profit sharing*). In ogni caso tali costi sono riconosciuti esclusivamente nel caso in cui risultino compatibili con i principi di economicità ed efficienza del servizio.

S 8. Osservazioni in merito alla determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.

S 9. Osservazioni in merito all'opportunità di considerare il 2017 come anno di riferimento per la determinazione del costo operativo riconosciuto.

12 Criteri di incentivazione

Incentivazione output-based per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto

- 12.1 L’Autorità, coerentemente con gli obiettivi definiti nel proprio quadro strategico 2015-2018 e con quanto precedentemente evidenziato (cfr. Capitolo 7), per il 5PRT intende introdurre logiche di sviluppo maggiormente selettive degli investimenti di trasporto del gas naturale, al fine di massimizzare l’utilità di tali investimenti per il sistema, superando progressivamente i criteri di incentivazione di tipo *input-based* basati sulle maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale.
- 12.2 Come già indicato nel precedente DCO 413/2017/R/GAS, per i nuovi investimenti l’Autorità ritiene opportuno prevedere la possibilità di introdurre criteri di riconoscimento dei costi basati anche sugli esiti delle valutazioni degli schemi di Piano decennale di sviluppo.
- 12.3 Al tal fine, come richiamato nella precedente Parte II, l’Autorità ha in particolare ritenuto opportuno:
- a) per il periodo transitorio 2018-2019 e relativamente agli investimenti avviati successivamente al 1 gennaio 2018, prevedere che l’incentivazione *input-based* residuale transitoria sia applicata a condizione che l’intervento sia incluso in un Piano di Sviluppo del gestore del sistema di trasporto, che il rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati (di seguito: rapporto B/C) sia superiore a 1,5, e che l’Autorità abbia espresso valutazione non negativa ai sensi dell’articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11 e della deliberazione 351/2016/R/GAS (cfr. punto 5.29, lettera b);
 - b) ammettere al riconoscimento tariffario gli interventi per i quali dall’ACB risulti un beneficio per il sistema nazionale del gas inferiore ai costi, nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili; tale disposizione trova applicazione ad esclusione degli interventi che, alla data del 19 ottobre 2017¹⁴, risultino già in fase di realizzazione.
- 12.4 L’Autorità ritiene necessario un graduale superamento degli schemi di incentivo basati sul riconoscimento di *extra-remunerazione*.
- 12.5 Per la prima parte del 5PRT (anni 2020-2021), l’Autorità intende confermare, nella sostanza, il quadro di incentivazione *input-based* residuale transitoria sopra delineato. In particolare, l’Autorità intende prevedere che gli investimenti di sviluppo non inclusi nella clausola di salvaguardia di cui al punto 4 della deliberazione 689/2017/R/GAS, come accertati con deliberazione 208/2018/R/GAS:

¹⁴ Corrispondente alla data di adozione della deliberazione 689/2017/R/GAS, ai sensi dell’articolo 4 della medesima deliberazione.

- a) qualora inclusi nel Piano valutato dall’Autorità, con rapporto B/C superiore a 1,5, siano ammessi alla remunerazione base nonché al meccanismo di incentivazione di cui al successivo punto 12.6;
 - b) qualora inclusi nel Piano valutato dall’Autorità, con rapporto B/C compreso tra 1 e 1,5, siano ammessi esclusivamente alla remunerazione base;
 - c) qualora inclusi nel Piano valutato dall’Autorità, con rapporto B/C inferiore ad 1, siano ammessi esclusivamente alla remunerazione base, nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili;
 - d) qualora inclusi del Piano ma non valutati per assenza di elementi necessari, o non inclusi nel Piano in quanto il Piano non è aggiornato, che siano in via transitoria ammessi alla sola remunerazione base a condizione che, nel successivo Piano, l’impresa di trasporto presenti tutti gli elementi necessari alla valutazione dell’intervento; a seguito di tale valutazione, l’intervento sarà poi considerato ai fini tariffari in analogia ad uno delle precedenti fattispecie da a) a c);
 - e) siano ammessi alla remunerazione base qualora:
 - i. non inclusi nel Piano;
 - ii. inclusi nel Piano ma non soggetti ad ACB in funzione delle disposizioni che saranno adottate dall’Autorità;
 - iii. riconducibili ad investimenti che il gestore è tenuto a realizzare in forza di disposizioni normative e/o regolatorie (es. allacciamenti);
 - iv. riconducibili ad investimenti di sostituzione, rinnovo, o per la qualità e sicurezza della rete.
- 12.6 Con riferimento all’ammontare dell’incentivo, l’Autorità intende confermarne l’entità pari ad una remunerazione addizionale del 1%, riducendo tuttavia la durata del periodo di incentivazione da 12 a 10 anni.
- 12.7 In via sperimentale, l’Autorità intende inoltre valutare la possibilità di applicare la maggiorazione del tasso di remunerazione al valore minimo tra il costo di investimento effettivamente sostenuto, e il costo di investimento come stimato nell’ambito dell’ACB presentata nel più recente Piano di sviluppo.
- 12.8 Con riferimento agli investimenti che entreranno in esercizio negli anni 2022-2023, fatto salvo quanto sopra delineato in relazione ai criteri di ammissione ai meccanismi incentivanti, l’Autorità intende confermare l’orientamento a superare i meccanismi di incentivazione *input-based*.
- 12.9 Le ipotesi relative a schemi di incentivazione che in ogni caso non potranno prescindere dal superamento puntuale di specifiche analisi costi-benefici e in linea generale dovranno essere orientati all’*output*, saranno oggetto di successivi documenti per la consultazione nel corso del 5PRT. In tali documenti sarà anche valutata la possibilità di introdurre specifici meccanismi incentivanti con riferimento a progetti o applicazioni di natura particolarmente innovativa per l’attività di trasporto del gas naturale (con particolar riferimento a iniziative

volte a favorire il raggiungimento di obiettivi ambientali, quali la riduzione delle emissioni di CH₄ in atmosfera, mediante specifici meccanismi che premiano le imprese se svolgono efficaci attività di controllo delle dispersioni nelle reti, ovvero a progetti pilota per la sperimentazione di soluzioni innovative in grado di supportare la transizione energetica, quali i progetti P2G o di trasporto di idrogeno).

Tabella 7: Riconoscimento tariffario degli investimenti per il SPRT

	Anno di entrata in esercizio	Anni di primo riconoscim. tariffario	In fase di realizzazione al 19 ottobre 2017 ⁽¹⁾	B/C	Remunerazione base	Incentivo	
						Ammissione	Entità
SPRT	2020-2021	2021-2022	SI		SI	SI	1% per 10 anni
			NO	< 1	NEI LIMITI DEI BENEFICI	NO	
				1 < BC < 1,5	SI	NO	
				> 1,5	SI	SI	
				Assenza elementi o Piano non aggiornato	SI, nelle more della valutazione	SOSPESA, nelle more della valutazione	
	Altro	SI (generali criteri economicità)	NO				
2022-2023	2023-2024	In analogia a entrato in esercizio 2020-2021				Da definire. Dimensionata sulla base dei benefici	

⁽¹⁾ Ai sensi della deliberazione 689/2017/R/GAS, un intervento è in fase di realizzazione laddove l'impresa di trasporto possa dimostrare: (a) di aver già ottenuto le autorizzazioni necessarie alla costruzione e all'esercizio delle infrastrutture; (b) di aver già avviato la cantierizzazione delle opere ovvero di aver già sostenuto o contrattualizzato un costo di investimento almeno pari al 25% della spesa di investimento stimata. Gli interventi ammessi al regime di salvaguardia sono stati accertati con deliberazione 208/2018/R/GAS.

S 10. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.

13 Ricavi per il servizio di bilanciamento

13.1 L'Autorità intende confermare le attuali disposizioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento, che prevedono il riconoscimento, alle imprese che svolgono l'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, di una componente di ricavo per la copertura dei costi relativi a tale servizio.

- 13.2 Tuttavia, in ragione delle modifiche in corso di valutazione relative alla gestione del gas per il funzionamento del sistema (autoconsumi, perdite, GNC), non sarà più necessario che il responsabile del bilanciamento disponga di capacità per il bilanciamento operativo della rete di trasporto, se non per la punta di modulazione oraria. Pertanto, nei costi relativi all'acquisto di capacità di stoccaggio da includere nel perimetro dei costi riconosciuti dell'attività di trasporto rientrano solo quelli relativi alla capacità di punta di erogazione per la modulazione oraria.

S 11. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.

14 Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato

- 14.1 Ai fini del trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato, occorre premettere che l'Autorità intende superare l'attuale assetto che prevede il riconoscimento in natura di questi quantitativi da parte degli utenti alle imprese di trasporto, con la previsione che le imprese di trasporto approvvigionino i quantitativi necessari nell'ambito del mercato centralizzato del gas naturale. I costi sostenuti dalle imprese di trasporto per l'approvvigionamento di queste risorse saranno quindi coperti attraverso la componente tariffaria del trasporto a copertura dei costi variabili, in coerenza con le ipotesi di regolazione sviluppate nel Capitolo 9 del DCO 182/2018/R/GAS.
- 14.2 Le modalità di approvvigionamento delle risorse esulano dal presente documento di consultazione e costituiranno oggetto di successivi interventi dell'Autorità. Tali modalità dovranno comunque garantire che le imprese di trasporto siano responsabilizzate ad operare efficientemente nell'approvvigionamento delle risorse, minimizzando i costi per il sistema.
- 14.3 Nell'ambito del presente DCO sono discusse le ipotesi di regolazione in merito all'entità (in termini di volumi o energia) delle risorse riconosciute a copertura di perdite, autoconsumi, e GNC, indipendentemente dalle modalità in cui sono approvvigionate, nonché delle modalità di copertura dei costi a tal fine sostenuti.

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

Perdite di rete

- 14.4 Per le perdite tecniche di rete, si ritiene necessario procedere al completamento del quadro regolatorio prospettato nel 4PRT, prevedendo l'introduzione di incentivi per la riduzione dei livelli di perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto, come definito all'articolo 4 della deliberazione 514/2013/R/GAS.
- 14.5 In considerazione delle sovrapposizioni con le tematiche che dovranno essere affrontate in termini di requisiti minimi impiantistici, funzionali e manutentivi

degli impianti di misura, il processo di definizione delle regole di incentivazione delle perdite tuttavia dovrà essere sviluppato coerentemente alla regolazione del servizio di misura del trasporto gas.

- 14.6 In ogni caso, l’Autorità intende valutare gli esiti delle campagne di misura su un campione significativo di impianti di regolazione e misura effettuate dall’impresa maggiore di trasporto nell’anno 2015 in esito alle disposizioni di cui al comma 4.5 della deliberazione 514/2013/R/GAS, al fine di verificare l’adeguatezza dei fattori di emissione oggi in vigore, come riportati nella seguente Tabella 8. Al riguardo, si ritiene che l’impresa maggiore di trasporto debba rendere pubblici gli esiti delle suddette campagne, evidenziando eventuali necessità di revisione rispetto ai fattori di emissione vigenti.

Tabella 8: Fattori di emissione efficienti (deliberazioni 514/2013/R/GAS E 575/2017/R/GAS)

	Livello di pressione massima di esercizio (P)			
	P \geq 12 bar		P<12 bar	
	Fattore di emissione F _E	Unità di misura	Fattore di emissione F _E	Unità di misura
Emissioni Fuggitive				
Pipeline	5,290	Smc/km/a	0,529	Smc/km/a
Nodi	16 890	Smc/sorgente/a		
Stazioni PIG	10 200	Smc/sorgente/a		
Stazione R&R ¹	10 810	Smc/sorgente/a		
Centrali di compressione	4 018	Smc/MW/a	-	-
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) ^{1,2}	3 500	Smc/sorgente/a	350	Smc/sorgente/a
Emissioni Pneumatiche				
Rete (valvole ad azionamento pneumatico)	136	Smc/sorgente/a	13,6	Smc/sorgente/a
Stazioni R&R	25 900	Smc/sorgente/a		
Centrali di compressione	2 102	Smc/MW/a	-	
Impianto per la misura della composizione gas	1 571	Smc/sorgente/a	157,1	Smc/sorgente/a
Emissioni da Ventato				
Rete, R&R e REMI	204,5	Smc/km/a	20,45	Smc/km/a
Centrali	1 521	Smc/MW/a	-	

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

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

Autoconsumi

- 14.7 L’Autorità intende confermare la disciplina per la determinazione dei quantitativi riconosciuti a copertura degli autoconsumi, che prevede che le imprese di trasporto definiscano *ex ante*, sulla base degli assetti di rete previsti, i quantitativi di gas necessari alla copertura di tale fabbisogno.

Gas non contabilizzato

- 14.8 Per quanto concerne il trattamento delle perdite contabili (il cosiddetto gas non contabilizzato, *GNC*), l’Autorità intende confermare l’utilizzo di un valore mantenuto fisso per l’intero periodo di regolazione, al fine di incentivare le imprese di trasporto a raggiungere ulteriori incrementi di efficienza. L’Autorità propone di determinare tale valore *standard* sulla base del valore medio annuale effettivamente registrato nel corso del periodo 2014 - 2018, escludendo il valore massimo e il valore minimo registrato. A solo titolo indicativo, sulla base dei dati oggi disponibili con riferimento al periodo 2014-2017, il *GNC* riconosciuto a livello di sistema risulterebbe pari a 963.555 GJ.

Valorizzazione di autoconsumi, perdite e GNC

- 14.9 Nell’ambito del DCO 182/2018/R/GAS sono state individuate tre ipotesi alternative in merito alla ripartizione *capacity/commodity* (cfr. paragrafo 9), le quali prevedono la valorizzazione dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e *GNC*. L’Autorità ritiene pertanto che, nel 5PRT, la corrispondente quota di ricavo debba essere espressa in termini monetari, mediante un’opportuna valorizzazione dei quantitativi riconosciuti.
- 14.10 Al fine di mantenere inalterato il profilo di rischio delle imprese in relazione a tali componenti di ricavo, la valorizzazione dei quantitativi riconosciuti rende necessaria la definizione di adeguati meccanismi di copertura del rischio prezzo (in aggiunta ai meccanismi di copertura del rischio volume attualmente vigenti relativamente ai quantitativi oggetto di riconoscimento).
- 14.11 Nello specifico, si ritiene opportuno che le eventuali differenze tra il valore dei quantitativi riconosciuti ai fini tariffari in sede di definizione delle componenti di ricavo a copertura di autoconsumi, perdite e *GNC*¹⁵, valorizzati al prezzo effettivo di approvvigionamento, e gli importi riscossi dagli utenti in applicazione del corrispettivo unitario variabile di trasporto (o della quota parte di tale corrispettivo a copertura di tali componenti di ricavo), possano essere gestite secondo meccanismi analoghi a quelli vigenti nell’ambito della neutralità rispetto alle partite economiche di bilanciamento di cui TIB.
- 14.12 Per quanto riguarda il criterio di valorizzazione dei quantitativi riconosciuti per l’anno *t* ai fini della determinazione del costo riconosciuto per il medesimo anno

¹⁵ Per la sola componente AC, al fine di mantenere inalterato il profilo di rischio delle imprese di trasporto, rilevano i quantitativi di consuntivo e non i quantitativi riconosciuti ai fini tariffari.

e il dimensionamento del corrispettivo variabile di trasporto, l’Autorità è intenzionata a basarsi sulle quotazioni disponibili dei prodotti a termine con consegna al PSV nell’anno successivo, tenendo conto del profilo con le quali tali risorse si rendono necessarie.

S 12. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.

15 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese del trasporto

Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto

- 15.1 Per le imprese di trasporto che avviano l’attività nel corso del periodo di regolazione, la determinazione dei ricavi di riferimento per il primo anno di effettiva erogazione del servizio avviene sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in esercizio presenti nel bilancio dell’esercizio precedente l’anno di presentazione della proposta tariffaria.
- 15.2 In continuità con il precedente periodo regolatorio si ritiene inoltre opportuno che nel calcolo dei ricavi di riferimento:
- a) si tenga conto di eventuali costi pre-operativi sostenuti nella fase di *start-up* solo nella misura in cui tali costi siano stati capitalizzati;
 - b) siano inclusi gli eventuali *IPCO* sostenuti fino all’anno di avviamento dell’erogazione del servizio di trasporto, purché capitalizzati.
- 15.3 Per i primi due anni di attività, in assenza di dati certi in merito all’entità dei costi ricorrenti derivanti dallo svolgimento dell’attività di trasporto e dispacciamento, i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica da parte dell’Autorità. L’impresa dovrà obbligatoriamente presentare una proposta di costi operativi supportata da un confronto con realtà similari o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.
- 15.4 Per il terzo anno o comunque a decorrere da quanto l’impresa di trasporto dispone di costi operativi effettivi desumibili da un bilancio rappresentativo di un intero anno di esercizio dell’attività di trasporto, i costi operativi saranno calcolati a partire dal bilancio dell’esercizio sottoposto a revisione contabile, riferito all’anno precedente rispetto a quello di presentazione della proposta tariffaria, e dai conti separati presentati ai sensi del TIUC¹⁶.
- 15.5 La determinazione dei ricavi riconosciuti avviene con riferimento all’erogazione di un servizio su base annuale. Pertanto, nel caso in cui le infrastrutture realizzate da una nuova impresa di trasporto entrino in esercizio in corso d’anno, si provvederà a riproporzionare il valore dei ricavi riconosciuti applicando il

¹⁶ Allegato A alla deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM.

criterio *pro die* in ragione del periodo in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile, prevedendo che, in caso di eventuali ritardi nell'ultimazione delle opere per la messa a disposizione della capacità, tale ricavo possa essere proporzionalmente ridotto.

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

- 15.6 Nel caso in cui una nuova impresa di trasporto venga a costituirsi a seguito di una riclassificazione di tratti di rete considerati ai fini della determinazione della tariffa di distribuzione, sarà salvaguardato il principio di invarianza dei costi per gli utenti del sistema del gas naturale: ogni riclassificazione delle reti esistenti non potrà determinare un incremento dei costi coperti dalle tariffe dei servizi infrastrutturali del gas naturale nel momento in cui tale riclassificazione diviene operativa. Non saranno pertanto remunerati tratti di rete di distribuzione esistenti che vengono riclassificati in trasporto regionale, a meno che non ci sia una equivalente rinuncia, in termini di copertura dei costi, a valere sulla tariffa di distribuzione.
- 15.7 L'Autorità intende inoltre confermare il principio di non aggravio, per gli utenti del sistema, dei costi derivanti dalla mera riclassificazione delle reti; si ritiene pertanto che, qualora sia dimostrabile che dalla riclassificazione delle reti si determini un incremento della redditività dell'impresa, l'Autorità possa riservarsi la possibilità di ridurre il tasso di remunerazione al fine di garantire che il ricavo riconosciuto all'impresa riclassificata porti alla stessa redditività che l'impresa aveva prima della riclassificazione.

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

16 Perequazione dei ricavi

- 16.1 Relativamente ai meccanismi di perequazione dei ricavi, nel caso di inclusione delle reti regionali nel perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento, come da ipotesi enunciata nell'ambito del DCO 182/2018/R/GAS, si rende necessario definire opportuni meccanismi di perequazione che garantiscano ai gestori della rete di trasporto il recupero dei ricavi riconosciuti di competenza (cfr. DCO 182/2018/R/GAS, punti 8.12 e 8.13). Infatti, nell'ipotesi considerata, vi sarebbe un unico corrispettivo di uscita, applicato ai punti di riconsegna, finalizzato sia alla copertura dei ricavi di rete regionale sia alla copertura di una quota dei ricavi di rete nazionale.
- 16.2 Pertanto, ai fini della gestione delle partite di perequazione tra operatori, risulta necessario:
- a) definire un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di uscita $CP_u (T^{CU})$ finalizzato a trasferire la quota-parte dei ricavi di

pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto regionale (che effettuerebbero i conferimenti presso gli attuali punti di riconsegna, riscuotendo il corrispettivo di uscita) alle imprese di trasporto nazionale;

- b) modificare conseguentemente il meccanismo di perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale (T^{CR}).

16.3 A tal fine, si propone di scomporre, ai soli fini della gestione degli importi di perequazione, il corrispettivo di uscita CP_u in due corrispettivi virtuali:

- a) un corrispettivo virtuale CR_r^{virt} unico a livello nazionale, definito secondo i medesimi criteri attualmente in vigore, ossia pari al rapporto tra i ricavi di rete regionale complessivi e le capacità previste in conferimento agli attuali punti di riconsegna (che in futuro sarebbero definiti come punti di uscita);

- b) un corrispettivo virtuale CP_u^{virt} , definito come $CP_u^{virt} = (CP_u - CR_r^{virt})$.

16.4 L'ammontare di perequazione dell'impresa i relativo al corrispettivo di uscita CP_u (T_i^{CU}), ossia il trasferimento dall'impresa di trasporto regionale all'impresa maggiore di trasporto dei ricavi riconducibili alla rete nazionale, sarebbe pari a:

$$T_i^{CU} = CP_u^{virt} \cdot (\text{Capacità conferita})$$

16.5 L'impresa maggiore di trasporto regola, nell'ambito degli accordi di ripartizione dei ricavi, le spettanze relativi ai ricavi relativi alla rete nazionale di gasdotti di competenza delle altre imprese di trasporto che esercitano tale rete.

16.6 L'ammontare di perequazione dell'impresa i relativo ai ricavi di rete regionale (T_i^{CR}) sarebbe pari a:

$$T_i^{CR} = [REF_i^{CU} - T_i^{CU} - RICT_i^{CR}]$$

dove:

- REF_i^{CU} è l'ammontare dei ricavi effettivi di trasporto dell'anno t , calcolati applicando il corrispettivo di capacità CP_u alle capacità effettivamente conferite;
- T_i^{CU} è l'ammontare di perequazione dell'impresa i relativo al corrispettivo di uscita CP_u ;
- $RICT_i^{CR}$ è l'ammontare dei ricavi di trasporto di competenza dell'anno t spettanti all'impresa di trasporto, calcolato applicando un corrispettivo specifico d'impresa alle capacità effettivamente conferite.

16.7 L'Autorità ritiene opportuno che il meccanismo di perequazione di cui al punto 16.4 e 16.5 sia regolato direttamente tra le imprese di trasporto e preveda la risoluzione di una quota parte delle partite economiche di competenza di ciascun gestore anche in corso d'anno, eventualmente su base trimestrale.

16.8 Si ritiene invece opportuno che la perequazione di cui al punto 16.5 rimanga in capo a Cassa, secondo le tempistiche attualmente in vigore per la perequazione relativa al corrispettivo di capacità CR_r , unico a livello nazionale.

S 14. Osservazioni in merito ai criteri di perequazione dei ricavi.

17 Fattori correttivi

Gestione a regime dei fattori correttivi

- 17.1 L'Autorità è intenzionata a confermare le attuali modalità di determinazione e aggiornamento dei fattori correttivi dei ricavi FC^R e FC^N .
- 17.2 Qualora fosse dato seguito alla proposta di cui al punto 9.15 del DCO 182/2018/R/GAS, che prevede l'introduzione di un nuovo corrispettivo unitario variabile CV_{FC} finalizzato al recupero dei ricavi attribuiti alla componente *capacity*, l'Autorità intende valutare la possibilità di modificare la soglia di cui al comma 19.7 della RTTG, pari al 2% dei ricavi di riferimento.
- 17.3 Per quanto riguarda la cd. perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV (cfr. precedente punto 5.43), l'Autorità intende valutare l'opportunità di non confermare tale meccanismo in quanto, la proposta di aggiornamento annuale del *driver* utilizzato per il dimensionamento di tale corrispettivo (cfr. punto 9.11 del DCO 182/2018/R/GAS), si ritiene comporti una riduzione del rischio-volume in capo all'impresa.
- 17.4 Per quanto riguarda il servizio di misura del trasporto, l'Autorità intende valutare la possibilità di introdurre un apposito meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento, in analogia al servizio di trasporto. Ciò anche in ragione della crescente variabilità (e minore prevedibilità) delle capacità previste in conferimento ai punti di riconsegna, utilizzate quale *driver* per il dimensionamento del corrispettivo di misura CM^T (dovuta tra l'altro all'introduzione di conferimenti infrannuali su tali punti).

Gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi

- 17.5 Con riferimento alla gestione delle somme relative ai fattori correttivi pregressi, ossia maturate fino all'anno 2019, l'Autorità intende valutare la possibilità di utilizzare tali somme, qualora di segno positivo, al fine di mitigare i potenziali effetti sui corrispettivi di capacità derivanti dal mutato contesto regolatorio del 5PRT e limitare le conseguenti discontinuità tariffarie. Tale disposizione avrebbe carattere esclusivamente transitorio, e con riferimento alle sole somme già maturate.

S 15. Osservazioni in merito alla gestione a regime dei fattori correttivi.

S 16. Osservazioni in merito alla gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi.