

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

164/2013/R/GAS

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER
L'ATTIVITA' DI TRASPORTO E DI DISPACCIAMENTO DEL
GAS NATURALE PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 7
febbraio 2013, 45/2013/R/GAS

Mercato di incidenza: gas naturale

18 aprile 2013

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 7 febbraio 2013, 45/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 45/2013/R/GAS), per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'attività di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014 – 2017 (quarto periodo di regolazione), ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. I criteri di regolazione della qualità saranno oggetto di uno specifico documento di consultazione.

Nel presente documento sono analizzate le tematiche relative alle modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti, e sono illustrate le motivazioni dell'intervento regolatorio, gli obiettivi perseguiti e i primi orientamenti dell'Autorità. Il tema della definizione dei corrispettivi tariffari sarà oggetto di un successivo documento di consultazione che sarà diffuso orientativamente entro l'estate 2013.

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 (unitaTRA@autorita.energia.it) entro il 27 maggio 2013. 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, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, 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 per l'energia elettrica e il gas
Direzione Infrastrutture
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano***

*e-mail: unitaTRA@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it*

INDICE

PARTE I OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE	5
1 Premessa	5
2 Inquadramento procedurale.....	5
3 Struttura del documento	6
PARTE II QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI 7	
4 Quadro normativo di riferimento	7
<i>Normativa nazionale e comunitaria</i>	<i>7</i>
<i>Pianificazione degli investimenti.....</i>	<i>9</i>
<i>Misure per la promozione della concorrenza.....</i>	<i>10</i>
<i>Criteri per l'individuazione del perimetro della rete di trasporto del gas.....</i>	<i>10</i>
<i>Disciplina in materia di separazione contabile, amministrativa e funzionale.....</i>	<i>11</i>
5 Il sistema tariffario del terzo periodo di regolazione	11
6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità.....	13
<i>Coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo.....</i>	<i>14</i>
7 Primi orientamenti per la determinazione delle tariffe per il quarto periodo di regolazione.....	15
PARTE III DETERMINAZIONE DEL VINCOLO SUI RICAVI	17
8 Durata del periodo di regolazione.....	17
9 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe.....	17
10 Ambito di applicazione.....	18
11 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi.....	18
12 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori	18
13 La remunerazione del capitale investito riconosciuto	20
<i>Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)</i>	<i>21</i>
<i>Rendimento del capitale di rischio (Ke).....</i>	<i>21</i>
<i>Rendimento delle attività prive di rischio (r_f).....</i>	<i>22</i>
<i>Premio per il rischio di mercato (ERP)</i>	<i>22</i>
<i>Rischio sistematico (β) per l'attività di trasporto</i>	<i>22</i>
<i>Rischio sistematico (β) per l'attività di misura</i>	<i>23</i>
<i>Costo del debito (K_d).....</i>	<i>23</i>
<i>Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte (tc e T)</i>	<i>24</i>
<i>Tasso d'inflazione (r_{pi})</i>	<i>24</i>
<i>Lag regolatorio nel riconoscimento degli investimenti.....</i>	<i>24</i>
<i>Aggiornamento del tasso di remunerazione in corso di periodo di regolazione.....</i>	<i>25</i>
14 La determinazione della quota di ammortamento	25
15 Determinazione dei costi operativi riconosciuti.....	26

	<i>Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2012) per il servizio di trasporto</i>	26
	<i>Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014 per il servizio di trasporto</i>	28
	<i>Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2012) e fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014 per il servizio di misura del trasporto</i>	29
16	Trattamento del gas di autoconsumo	30
17	Trattamento delle perdite di rete	30
18	Trattamento delle perdite contabili	32
19	Ricavi da bilanciamento della rete	32
20	Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese del trasporto	33
	<i>Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto</i>	33
	<i>Nuove imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione</i>	34
21	Criteri di incentivazione per lo sviluppo efficiente della rete di trasporto	34
	<i>Incentivazione di tipo output-based</i>	34
	<i>Incentivazione alla minimizzazione dei costi compensativi ambientali</i>	37
	<i>Individuazione del livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti</i>	37
	<i>Disposizioni in materia di incentivi all'accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo premi e penalità</i>	38
22	Criteri per la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture	38
23	Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari	39
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto</i> .	39
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti</i>	40
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio della maggiore remunerazione derivante dai nuovi investimenti</i>	40
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti del servizio di trasporto</i>	41
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti del servizio di misura del trasporto</i>	41
	<i>Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento</i>	42
24	Criteri per la fissazione dell'X-factor	42
	PARTE IV ASPETTI DI NATURA TARIFFARIA	43
25	Ripartizione dei ricavi	43

PARTE I

OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE

1 Premessa

- 1.1 Il 31 dicembre 2013 si conclude il terzo periodo di regolazione tariffaria dell'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 184/09).
- 1.2 In vista di tale scadenza l'Autorità, con deliberazione 45/2013/R/GAS, ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio per l'attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale per il quarto periodo di regolazione, vale a dire per il periodo 2014 – 2017 (di seguito: procedimento sulle tariffe di trasporto del gas naturale).
- 1.3 Il presente documento propone per la consultazione gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla regolazione tariffaria dell'attività di trasporto di gas naturale e dell'attività di misura del trasporto di gas naturale.
- 1.4 Lo sviluppo della rete di trasporto, e in particolare la realizzazione di infrastrutture di interconnessione con gli altri *hub* europei, riveste un ruolo fondamentale nel settore del gas naturale nella prospettiva di favorire lo sviluppo di mercati liquidi e competitivi con conseguenti benefici in termini di riduzione del costo di tale importante fattore produttivo. Peraltro, una maggiore integrazione a monte del sistema infrastrutturale consente di diversificare le fonti di approvvigionamento ed incrementare la sicurezza complessiva del sistema nazionale del gas.
- 1.5 L'Autorità, con il nuovo periodo di regolazione, intende introdurre gradualmente nuovi criteri di incentivazione degli investimenti che siano maggiormente focalizzati sull'analisi dei benefici e dei costi connessi, al fine di promuovere esclusivamente le iniziative che comportano una reale utilità per il sistema nazionale del gas. Tale impostazione mira a bilanciare l'obiettivo di promozione della concorrenza nel mercato del gas con l'esigenza di minimizzazione dei costi infrastrutturali trasferiti ai clienti finali.
- 1.6 I criteri di regolazione tariffaria, infine, terranno conto dell'evoluzione della normativa comunitaria e delle modifiche già introdotte dall'Autorità in merito alla regolazione del mercato del gas naturale, con particolare riferimento alle modalità di bilanciamento del sistema e di allocazione della capacità.

2 Inquadramento procedurale

- 2.1 Successivamente all'emanazione del presente documento per la consultazione, la Direzione Infrastrutture intende effettuare incontri tematici con i soggetti interessati al fine di presentare e approfondire gli argomenti oggetto di consultazione.

- 2.2 Parallelamente, la Direzione Infrastrutture attiverà una serie di raccolte dati finalizzate ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già disponibili.
- 2.3 La fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà il 27 maggio 2013, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, verranno pubblicate e rese disponibili sul sito internet dell'Autorità le osservazioni ricevute.
- 2.4 Inoltre, è prevista, orientativamente entro l'estate 2013, la pubblicazione di un secondo documento di consultazione riguardante le modalità di determinazione dei corrispettivi tariffari. In tale ambito saranno tenute in considerazione eventuali ricadute derivanti dalla definizione, da parte dell'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori Europei (ACER), delle Linee Guida per l'armonizzazione delle tariffe di trasporto.
- 2.5 L'approvazione del provvedimento finale è prevista entro il mese di ottobre del 2013.
- 2.6 La qualità del servizio sarà invece oggetto di uno specifico documento per la consultazione che sarà diffuso orientativamente entro il mese di maggio 2013.
- 2.7 Per quanto concerne il servizio di misura, infine, l'Autorità intende confermare il sistema transitorio in vigore, che sarà rivisto esclusivamente a valle della definizione del Piano di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura¹, previa consultazione con i soggetti interessati.

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:
 - Parte II, nella quale vengono richiamati gli obiettivi generali perseguiti con il procedimento ed il quadro normativo di riferimento;
 - Parte III, nella quale sono descritti i criteri generali a cui l'Autorità intende attenersi nella determinazione del vincolo sui ricavi;
 - Parte IV, nella quale sono descritti i criteri generali di ripartizione dei ricavi.

¹ Cfr. Allegato B alla deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 "Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013" (RMTG) – Articolo 8.

PARTE II

QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI

4 Quadro normativo di riferimento

Normativa nazionale e comunitaria

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

conto della distanza in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali.

- 4.5 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che, con la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, ha fissato i riferimenti per la creazione di un mercato interno del gas naturale. Ai sensi della medesima Direttiva, gli Stati membri garantiscono l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi al sistema di trasporto basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei, comprese le imprese di fornitura, ed applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema.
- 4.6 Ulteriori disposizioni di carattere tariffario sono contenute nel Regolamento CE n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: regolamento n. 715/2009). Il regolamento n. 715/2009 dispone, all'articolo 13, paragrafo 1, che le tariffe devono essere trasparenti, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento e rispecchiare i costi effettivamente sostenuti purché essi corrispondano a quelli di un gestore di reti efficiente e strutturalmente comparabile, garantendo nel contempo incentivi appropriati per quanto riguarda l'efficienza, incluso un appropriato rendimento degli investimenti, prendendo in considerazione, ove opportuno, le analisi comparative delle tariffe da parte delle autorità di regolamentazione.
- 4.7 Inoltre, a livello europeo, si segnala la bozza attualmente in discussione di Linee Guida sulle norme per l'armonizzazione delle strutture tariffarie nel settore del gas naturale, predisposta dall'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori Europei (ACER). Tale processo di armonizzazione è finalizzato ad incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas attraverso una maggiore integrazione dei singoli mercati europei. Le Linee Guida dovranno definire le indicazioni di carattere tariffario che l'organismo europeo di rappresentanza degli operatori di trasporto di gas naturale (ENTSO-G) dovrà rispettare nella stesura del relativo Codice di rete europeo. A tal proposito, si evidenzia che il processo di convergenza nella struttura delle tariffe potrebbe avere un impatto significativo sulla modalità di allocazione dei costi ai diversi punti di entrata e uscita della rete di trasporto nazionale del gas, nel caso in cui fossero adottate metodologie differenti rispetto a quelle attualmente applicate nel contesto italiano.
- 4.8 La Direttiva 2009/73/CE, all'articolo 36, definisce altresì i criteri per la concessione dell'esenzione alla disciplina di accesso a terzi per le nuove infrastrutture del sistema gas.
- 4.9 Nel contesto italiano, le disposizioni della Direttiva 2009/73/CE in merito alla esenzione alla disciplina di accesso a terzi sono state recepite dall'articolo 33, comma 1 del decreto legislativo n. 93/11, che ha modificato l'articolo 1, comma 17 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04) disponendo che i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di

approvvigionamento di gas naturale, possono richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi: l'esenzione è accordata per un periodo stabilito caso per caso, comunque non superiore a venticinque anni, per una quota della nuova capacità stabilita caso per caso dal Ministero dello sviluppo economico, previo parere dell'Autorità.

- 4.10 L'articolo 33, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11 ha peraltro confermato i diritti di esenzione e le allocazioni prioritarie accordate prima della data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo.
- 4.11 Il Ministero delle attività produttive con il decreto ministeriale 11 aprile 2006 ha definito i principi e le modalità per il rilascio delle esenzioni di cui all'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04. Con decreto ministeriale 28 aprile 2006 sono state disciplinate le modalità di accesso alla rete nazionale di gasdotti per i punti a valle di infrastrutture soggette all'esenzione.

Pianificazione degli investimenti

- 4.12 Per quanto concerne la pianificazione degli investimenti, il decreto legislativo n. 93/11 ha dato delega al Governo di definire, mediante successivi interventi legislativi, le componenti rilevanti del sistema nazionale del gas, ivi incluse quelle relative al servizio di pubblica utilità. In particolare, i programmi relativi ad opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio di gas devono salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio ed importazione, e favorire lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti.
- 4.13 Ai fini della presente consultazione occorre evidenziare che l'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11 prevede che con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, siano individuate le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e le relative infrastrutture di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale, anche con riferimento agli obblighi derivanti dall'attuazione delle direttive comunitarie in materia di energia, e di assicurare adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.
- 4.14 Il comma 3, lettera e), dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11 prevede che i gestori della rete di trasporto elaborino un Piano decennale di sviluppo e che il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Autorità valutino, ciascuno secondo le proprie competenze, la coerenza di detto piano con la strategia energetica nazionale. Il regolamento per la redazione di tale Piano è stato approvato con decreto ministeriale 27 febbraio 2013, acquisito il parere dell'Autorità con deliberazione 19 luglio 2012, 300/2012/I/GAS. Detto decreto prevede, tra l'altro, che le imprese di trasporto, coerentemente con le disposizioni di cui all'articolo 6, comma 5, del Regolamento CE n. 994/2010, realizzino un'adeguata capacità di trasporto bidirezionale continua.

- 4.15 Sempre con riferimento alla pianificazione degli investimenti infrastrutturali, si ricorda che, con decreto interministeriale² 8 marzo 2013 è stata approvato il documento contenente la Strategia Energetica Nazionale. Il documento sottolinea l'opportunità per l'Italia di diventare crocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa, anche al fine di allineare i prezzi del gas a quelli europei ed incrementare la sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato.

Misure per la promozione della concorrenza

- 4.16 Infine, in merito a misure volte alla promozione della concorrenza e al sostegno del sistema industriale italiano, il comma 2 bis, dell'articolo 38 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: Decreto Sviluppo) prevede che l'Autorità provveda ad adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale.
- 4.17 Sempre al fine di ridurre i costi di approvvigionamento del gas per il sistema industriale, il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, al comma 1 dell'articolo 14 ha introdotto servizi integrati di trasporto a mezzo gasdotti esteri finalizzati a consentire l'approvvigionamento diretto di gas naturale dall'estero.

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

- 4.18 Ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00, l'ambito della rete nazionale di gasdotti viene individuato con decreto del Ministero delle attività produttive, sentita l'Autorità e la Conferenza Unificata.
- 4.19 Il Ministero dello sviluppo economico, con i decreti ministeriali 30 giugno 2004, 4 agosto 2005, 13 marzo 2006, 1 agosto 2008, 21 ottobre 2010, 19 dicembre 2011 e 28 gennaio 2013 ha provveduto all'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti³, individuando quattro distinti elenchi:
- nell'allegato 1, l'elenco aggiornato dei metanodotti facenti parte della rete nazionale di gasdotti;
 - nell'allegato 2, l'elenco dei gasdotti sottomarini di importazione di gas naturale da Stati non appartenenti all'Unione europea ubicati nel mare territoriale o nella piattaforma continentale italiana di cui all'articolo 30 della legge 12 dicembre 2002, n. 273 (di seguito: legge n. 273/02) e dei gasdotti di coltivazione utilizzati anche per l'importazione di gas naturale, per i quali si applicano condizioni di accesso specifiche, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 164/00;
 - nell'allegato 3, l'elenco dei gasdotti rientranti nella categoria *interconnector*, come definita dalla Direttiva 2009/73/CE all'articolo 2, paragrafo 17, e dall'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04;

² Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare.

³ La prima individuazione della rete nazionale di gasdotti è avvenuta con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

- nell'allegato 4, l'elenco dei gasdotti di collegamento con i terminali di rigassificazione di Gnl.
- 4.20 In particolare, con riferimento agli elenchi di cui all'allegato 2, si evidenzia che l'articolo 30, della legge n. 273/02 dispone che per i gasdotti sottomarini di importazione di gas naturale da Stati non appartenenti all'Unione Europea ubicati nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, le modalità di applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 sono demandate ad accordi tra lo Stato italiano e gli altri Stati interessati, comunque nel rispetto della Direttiva 2009/73/CE, sentite le imprese di trasporto interessate. In conseguenza, le tariffe di trasporto per la rete nazionale di gasdotti, determinate ai sensi dell'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00, non si applicano alla parte di tali gasdotti ubicata entro il mare territoriale italiano delle società *Transmediterranean Pipeline Company Ltd* e *Greenstream BV*.
- 4.21 Per quanto riguarda il perimetro delle reti regionali di trasporto, con il comma 1 dell'articolo 31 del decreto legislativo n. 93/11 sono state integrate le disposizioni di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00 prevedendo che possano essere classificati come reti facenti parte della rete di trasporto regionale, le reti o i gasdotti di nuova realizzazione o quelli esistenti che soddisfano i requisiti stabiliti con decreto del Ministro dello sviluppo economico.
- 4.22 L'attuale perimetro della rete di trasporto regionale è stato definito con il decreto ministeriale 28 gennaio 2013.

Disciplina in materia di separazione contabile, amministrativa e funzionale

- 4.23 Con la deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07) e suoi successivi aggiornamenti, l'Autorità ha modificato e integrato la disciplina dell'*unbundling*, anche al fine di recepire le disposizioni in materia di separazione funzionale introdotte dalla Direttiva 2003/55/CE. Con successiva deliberazione 3 novembre 2011, ARG/com 153/11, l'Autorità ha approvato le procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestori di sistemi di trasporto del gas naturale o di trasmissione elettrica.
- 4.24 L'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti in tali direttive consente un costante monitoraggio della dinamica dei costi, anche al fine di verificare l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto dall'articolo 41, comma 1, lettera f), della Direttiva 2009/73/CE.

5 Il sistema tariffario del terzo periodo di regolazione

- 5.1 I criteri relativi al sistema tariffario del terzo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione ARG/gas 184/09. La definizione dei ricavi di riferimento è avvenuta tramite l'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di trasporto in modo tale da garantire la copertura dei costi operativi e dei costi di capitale, ivi incluso l'ammortamento, riconoscendo una congrua remunerazione del capitale investito secondo le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00.

5.2 L'Autorità per il terzo periodo di regolazione ha previsto di:

- adottare l'anno solare ai fini della determinazione delle tariffe;
- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 6,4% reale pre-tasse;
- prevedere che i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati siano considerati come poste rettificative ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto, in analogia con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale;
- aggiornare le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento applicando criteri analoghi a quelli adottati nel servizio di rigassificazione e nel settore elettrico;
- mantenere il criterio di riconoscimento dei costi operativi incrementali già previsto nel secondo periodo di regolazione, che prevede il riconoscimento dei costi incrementali associati ai nuovi investimenti esclusivamente nel caso in cui i costi riconosciuti siano inferiori ai costi effettivamente sostenuti;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, il criterio del *profit sharing*, ripartendo equamente tra gestori e utenti del servizio le maggiori efficienze conseguite rispetto ai recuperi obbligatori imposti durante il secondo periodo regolatorio;
- definire un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa, in modo da assorbire il *profit sharing*, ove presente, in un periodo temporale di otto anni;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry-exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti;
- adottare una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che riflette maggiormente la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto, anche al fine di garantire una maggiore degressività della tariffa;
- introdurre, in analogia con quanto previsto per l'attività di trasmissione elettrica, un meccanismo sperimentale per l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti che vincola il riconoscimento della maggiore remunerazione al raggiungimento di obiettivi (*milestone*) stabiliti dall'Autorità.

5.3 Al fine di favorire lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, è stato sostanzialmente confermato il sistema di incentivi per i nuovi investimenti già introdotto nel secondo periodo di regolazione; in particolare sono state considerate le seguenti differenti tipologie di investimento, maggiori remunerazioni e relative durate:

- T=1 investimenti di sostituzione, per i quali non è stata prevista alcuna remunerazione incrementale;
- T=2 investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto: 1% per 5 anni;
- T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale: 2% per 7 anni;
- T=4 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale: 2% per 10 anni;
- T=5 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione: 3% per 10 anni;
- T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo: 3% per 15 anni.

5.4 L'Autorità ha inoltre previsto l'allocazione agli utenti del servizio di trasporto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione e per il reintegro delle perdite di rete.

5.5 Infine, i costi afferenti il servizio di misura del trasporto sono stati enucleati al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso.

6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

6.1 Gli obiettivi generali e specifici di intervento di seguito descritti sono stati definiti con la deliberazione 45/2013/R/GAS di avvio del procedimento per il quarto periodo di regolazione delle tariffe di trasporto, in coerenza con le Linee Strategiche adottate dall'Autorità con la deliberazione 26 luglio 2012, 308/2012/A per il triennio 2012-2014. In particolare, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto delle seguenti esigenze:

- a) introdurre principi di maggiore selettività nell'incentivazione dei nuovi investimenti rispetto al terzo periodo di regolazione;
- b) introdurre meccanismi di regolazione che inducano gli operatori ad incrementare, rispetto al terzo periodo di regolazione, la propria efficienza e a garantire l'utilizzo di soluzioni tecnologiche innovative nella realizzazione di nuovi investimenti;
- c) introdurre meccanismi per assicurare la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture;

- d) assicurare la coerenza dei criteri di regolazione tariffaria con la disciplina in fase di evoluzione in materia di determinazione dei criteri tecnico-economici di allacciamento alle reti di trasporto;
 - e) avviare lo sviluppo di strumenti di incentivazione al miglioramento del servizio erogato basati sulla rilevazione e misura degli *output*;
 - f) semplificare la regolazione della qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale.
- 6.2 In merito alla selettività degli investimenti, in analogia con quanto già adottato per l'attività di trasmissione elettrica, l'Autorità intende delineare un percorso di graduale adozione di meccanismi di incentivazione *output-based* per i nuovi investimenti, che vincolino il riconoscimento di una maggiore remunerazione al beneficio che l'investimento apporta per il sistema, anche valutato mediante un apposito indice di efficacia. Con tale intervento l'Autorità intende accrescere gradualmente la responsabilizzazione degli operatori di rete rispetto alle scelte di sviluppo del sistema di trasporto, garantendo comunque la necessaria stabilità e certezza regolatoria tramite la definizione *ex ante* dei criteri di incentivazione applicati.
- 6.3 In particolare, l'Autorità intende favorire una crescita infrastrutturale capace di garantire benefici superiori ai costi, al fine di assicurare la realizzazione di opere realmente utili al mercato e alla sicurezza e sostenibilità del sistema energetico.
- 6.4 Inoltre, l'Autorità ribadisce la propria intenzione di dotarsi di strumenti che le consentano di applicare una metodologia di valutazione dei nuovi investimenti a costi *standard*, in una generale logica di efficientamento del sistema.
- 6.5 L'Autorità intende predisporre strumenti che consentano la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture. A tal proposito, è valutata l'adozione di soluzioni orientate a una revisione del fattore di garanzia per i nuovi investimenti.
- 6.6 Sulle condizioni economiche di allacciamento, l'Autorità intende superare l'attuale impostazione che prevede condizioni fissate dagli operatori del trasporto nei codici di rete, sovente differenziate per operatore. A tal proposito, le proposte dell'Autorità saranno descritte in un successivo documento di consultazione, che sarà reso disponibile nel corso del quarto periodo di regolazione.

Coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo

- 6.7 La convergenza tra criteri tariffari adottati in ambito europeo e quelli adottati nel contesto italiano è un prerequisito essenziale per lo sviluppo di un mercato interno del gas. Differenze nella struttura tariffaria possono infatti comportare dei vincoli agli scambi tra sistemi di trasporto dei diversi paesi membri.
- 6.8 La necessità di assicurare un livello minimo di convergenza nei criteri tariffari è riconosciuta anche dalla normativa europea. Il regolamento n. 715/2009 all'articolo 13, comma 2, dispone infatti, che qualora le differenze nelle strutture tariffarie o nei meccanismi di bilanciamento ostacolano gli scambi tra i sistemi di trasporto, e fatto salvo l'articolo 41, paragrafo 6, della direttiva 2009/73/CE, i

gestori dei sistemi di trasporto provvedono attivamente, in cooperazione con le competenti autorità nazionali, alla convergenza delle strutture tariffarie e dei principi di addebito, anche in relazione alle regole di bilanciamento.

- 6.9 L'attività di armonizzazione dei criteri tariffari a livello europeo è guidata dall'ACER, e sono attualmente in fase di pubblicazione le relative *Framework Guidelines*. Al momento, non si rilevano scostamenti significativi tra le proposte in discussione e i criteri di regolazione adottati nel contesto italiano.

7 Primi orientamenti per la determinazione delle tariffe per il quarto periodo di regolazione

- 7.1 L'Autorità, al fine di perseguire gli obiettivi di carattere generale descritti nel paragrafo 6.1, ritiene opportuno sottoporre a consultazione i seguenti primi orientamenti:

- a) confermare l'adozione dell'anno solare come riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto;
- b) prevedere la graduale introduzione di meccanismi di incentivazione di tipo *output-based* per sostenere lo sviluppo efficiente della rete di trasporto, al fine di garantire una maggiore selettività nell'incentivazione dei nuovi investimenti;
- c) prevedere un incremento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto al fine di neutralizzare l'effetto del ritardo regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- d) introdurre gradualmente meccanismi di compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio del mancato utilizzo di nuove infrastrutture;
- e) confermare, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, una simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze realizzate rispetto all'obiettivo fissato ad inizio del terzo periodo dall'Autorità;
- f) confermare i criteri di aggiornamento delle quote parti di ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e agli ammortamenti adottati nel terzo periodo di regolazione;
- g) confermare l'allocazione in natura dei quantitativi di gas a copertura delle perdite di rete e dei consumi delle centrali di compressione prevedendo contestualmente l'introduzione di una metodologia determinata dall'Autorità per la determinazione dei quantitativi di gas a copertura delle perdite di rete;
- h) attribuire la totalità dei ricavi riconosciuti alla componente *capacity* al fine di riflettere la struttura dei costi dell'attività di trasporto del gas naturale;
- i) introdurre un meccanismo di monitoraggio dei costi di investimento sostenuti dalle imprese di trasporto al fine di implementare gradualmente meccanismi di incentivazione volti al contenimento di detti costi;
- j) prevedere che, nelle more del completamento del processo di riforma del servizio di misura del trasporto, ai fini del riconoscimento dei costi della

misura si applichino dei criteri transitori in continuità con il vigente periodo di regolazione.

S 1. Osservazioni in merito ai primi orientamenti per la determinazione delle tariffe sopra indicati.

PARTE III

DETERMINAZIONE DEL VINCOLO SUI RICAVI

8 Durata del periodo di regolazione

- 8.1 L'Autorità propone di mantenere invariata la durata del periodo regolatorio, attualmente pari a 4 anni. L'estensione a sei anni del periodo di regolazione, così come prevista per il servizio di distribuzione⁴, non risulta coerente con l'evoluzione attesa del contesto nel quale la regolazione del servizio di trasporto deve inserirsi. In particolare, solamente al termine del quarto periodo regolatorio saranno concluse le fasi sperimentali di alcuni meccanismi di regolazione innovativi quali l'incentivazione *output based*, il sistema di monitoraggio dell'evoluzione della spesa per nuovi investimenti, e il meccanismo di accelerazione dei nuovi investimenti. Pertanto l'eventuale estensione della durata del periodo regolatorio a 6 anni potrà essere tenuta in considerazione in fase di definizione delle regole per il quinto periodo di regolazione. Peraltro, si ricorda che i criteri di regolazione tariffaria potrebbero essere rivisti anche per tenere conto delle Linee guida adottate in ambito comunitario.
- 8.2 Fermo restando quanto sopra, in analogia con quanto recentemente proposto per il servizio di distribuzione del gas naturale, si propone l'introduzione di meccanismi di aggiornamento infraperiodo di alcuni parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito. In particolare, si propone di rivedere a metà del periodo regolatorio il tasso di rendimento delle attività prive di rischio, il tasso di inflazione, lo scudo fiscale e l'aliquota teorica di incidenza delle imposte.

S 2. Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio e all'aggiornamento dei parametri del WACC.

9 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe

- 9.1 L'Autorità intende confermare il riferimento all'anno solare a fini tariffari, in continuità con quanto già previsto nel terzo periodo di regolazione. Tale soluzione permette l'allineamento tra i dati economici e patrimoniali desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti e le grandezze economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi di trasporto e delle conseguenti tariffe.
- 9.2 L'esperienza maturata nel terzo periodo di regolazione ha peraltro confermato che il disallineamento tra il conferimento di capacità e la definizione della tariffa di trasporto non presenta particolari criticità.

⁴ Cfr. Capitolo 5 del documento per la consultazione 56/2013/R/GAS "Criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione" diffuso il 14 febbraio 2013.

S.3. Osservazioni in merito alla proposta di confermare l'anno solare quale riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto.

10 Ambito di applicazione

- 10.1 Le seguenti disposizioni si applicano al fine di determinare il vincolo sui ricavi per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale.
- 10.2 L'Autorità, in attesa della definitiva attuazione della regolazione del servizio di misura del trasporto del gas (che presuppone l'approvazione del Piano di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura da parte del Ministero dello sviluppo economico), ai fini della determinazione del vincolo sui ricavi per l'attività di misura svolta dalle imprese di trasporto intende applicare i medesimi criteri previsti per il servizio di trasporto e dispacciamento.
- 10.3 Eventuali scostamenti nelle modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di misura sono esplicitamente descritti nel presente documento.

11 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi

- 11.1 Il vincolo sui ricavi rappresenta il massimo ricavo consentito alle imprese che svolgono l'attività di trasporto, nel rispetto del quale tali imprese calcolano le tariffe di riferimento.
- 11.2 Il vincolo sui ricavi dell'attività di trasporto deve garantire la copertura dei costi operativi e di capitale, intesi come ammortamento e remunerazione del capitale investito netto.
- 11.3 Pertanto, ai fini regolatori ed in coerenza con l'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione, il costo riconosciuto che costituisce il ricavo di riferimento dell'impresa di trasporto è dato dalla somma di:
 - remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori (di seguito anche richiamato come *CIR*);
 - ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di trasporto;
 - costi operativi riconosciuti.

12 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

- 12.1 In sede di fissazione del valore del *CIR* per il quarto periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
 - immobilizzazioni nette;
 - immobilizzazioni in corso;
 - capitale circolante netto;

- poste rettificative (trattamento di fine rapporto e contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o privati).
- 12.2 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.
- 12.3 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione è determinato mediante l'applicazione del metodo del costo storico rivalutato con riferimento al capitale riconosciuto rilevato contabilmente al 31 dicembre 2012.
- 12.4 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo rilevante per l'anno 2014 si intende confermare l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat in quanto consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di trasporto.
- 12.5 Ai fini della remunerazione del capitale circolante netto, in continuità con quanto previsto nel terzo periodo di regolazione, si propone di adottare un metodo parametrico, che tenga conto del valore lordo delle immobilizzazioni in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto. L'Autorità intende rideterminare il parametro, attualmente pari a 0,8%, impiegato per la valorizzazione del capitale circolante netto riconosciuto ai fini tariffari. Tale parametro dovrà essere rappresentativo delle esigenze delle imprese di finanziamento del ciclo operativo, ivi incluse le esigenze di magazzino.
- 12.6 Ai fini delle valutazioni tariffarie, i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati per la realizzazione delle infrastrutture di trasporto saranno trattati come una posta rettificativa del patrimonio netto; pertanto, tali contributi saranno portati in detrazione al valore delle immobilizzazioni.
- 12.7 In analogia con quanto proposto per il servizio di distribuzione del gas naturale, l'Autorità intende assoggettare i contributi pubblici a forme di degrado, definite coerentemente con quelle applicate alle rispettive categorie di cespiti cui il contributo è associato.
- 12.8 In relazione al tema della capitalizzazione degli oneri finanziari, l'Autorità intende confermare la previsione di non riconoscere agli operatori che esercitano a regime la propria attività 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*. Pertanto, l'Autorità propone di riconoscere solamente eventuali *IPCO*⁵ che si generano precedentemente al riconoscimento tariffario per la specifica impresa, purché capitalizzati.

⁵ Interessi passivi in corso d'opera.

13 La remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 13.1 Le rilevanti variazioni dei livelli del tasso di rendimento dei BTP decennali *benchmark* utilizzati quali tasso di rendimento delle attività prive di rischio ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) e le conseguenze che tali fluttuazioni producono sul livello del costo riconosciuto delle imprese regolate hanno indotto l’Autorità a introdurre, nell’ambito delle regole del quarto periodo di regolazione per il settore elettrico, specifici meccanismi di revisione infra-periodo.
- 13.2 Come già segnalato nel documento per la consultazione 56/2013/R/GAS relativo alla regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas naturale, è attualmente allo studio l’ipotesi di una revisione complessiva delle modalità di determinazione del WACC per i settori regolati dall’Autorità, volta a evitare che si producano differenziazioni accidentali nei livelli dei tassi di remunerazione riconosciuti riconducibili alle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.
- 13.3 Tale revisione dovrebbe portare, più in generale, all’unificazione dei parametri utilizzati per la determinazione del WACC per tutti i settori regolati dall’Autorità, fatti salvi quelli specifici di settore, in prima analisi i parametri β e il rapporto D/E . Nell’ambito di tale riforma l’Autorità intende valutare anche l’ipotesi di rivedere in modo più strutturale l’attuale impostazione adottata per la fissazione del WACC, che potrebbe portare a rimodulazioni dei riferimenti per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e del premio per il rischio di mercato.
- 13.4 L’Autorità intende in ogni caso condurre tale riforma mediante le consuete procedure di consultazione e intende prevedere meccanismi di gradualità improntati a garantire certezza e stabilità della regolazione.
- 13.5 In attesa che sia implementata tale riforma, l’Autorità intende dare continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi regolatori per la definizione del livello di remunerazione del capitale investito, procedendo alla sua determinazione come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC), sulla base della seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

dove:

- K_e è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_d è il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
- t_c è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'Irap) sul risultato d'esercizio;
- r_{pi} è il tasso di inflazione.

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

- 13.6 L'Autorità intende fissare il rapporto D/E tenendo conto della struttura finanziaria delle imprese del settore, al fine di trasferire ai clienti finali i vantaggi connessi al minor costo del debito.
- 13.7 Nel corso del terzo periodo di regolazione, la struttura finanziaria delle imprese di trasporto nazionali e internazionali è stata caratterizzata da un progressivo incremento del rapporto D/E ⁶.
- 13.8 Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità, per il quarto periodo di regolazione, ritiene opportuno incrementare il livello del rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio che si potrebbe attestare in un intervallo di valori compreso tra 0,8 e 1,1, in modo da riflettere il progressivo incremento dell'incidenza del capitale di debito.

Rendimento del capitale di rischio (K_e)

- 13.9 Il modello più comunemente usato per stimare il rendimento che gli investitori si aspettano in cambio del livello di rischio da loro affrontato è il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, dove il costo del capitale viene determinato quale somma tra il rendimento dei titoli privi di rischio ed un premio per il rischio a sua volta dipendente dalla rischiosità sistematica dell'attività oggetto di valutazione, misurata da un coefficiente identificato da β . Questo modello, già utilizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico e del gas, implica che il rendimento atteso dall'investimento in un'attività sia linearmente correlato con il coefficiente β , secondo la formula:

$$K_e = r_f + ERP * \beta$$

- 13.10 Pertanto, il rendimento atteso da un generico investimento nel mercato azionario (K_e) è determinato dal concorrere di tre principali fattori:
- r_f (*Risk Free Return*) è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
 - ERP (*Equity Risk Premium*) è il premio per il rischio di mercato;

⁶ Nel campione considerato, il rapporto D/E desumibile dai dati contabili risulta sistematicamente superiore ad 1.

- β è il valore che riflette il rischio sistematico (non diversificabile) dell'attività in esame e quindi la variabilità dei rendimenti azionari dell'impresa rispetto alla variabilità dei rendimenti del mercato azionario.

Rendimento delle attività prive di rischio (r_f)

- 13.11 In relazione alla valorizzazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio r_f , si evidenzia come i tassi a lungo termine possono esprimersi come somma del livello atteso del tasso di interesse reale di equilibrio, delle aspettative di inflazione a lungo termine e di una compensazione per il rischio⁷. Nel corso degli ultimi due anni i tassi di rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevati dalla Banca d'Italia hanno fatto registrare un forte aumento su base media annuale e un significativo incremento della volatilità, in ragione dell'emergere di un non trascurabile rischio paese. Pertanto, nel tasso di rendimento del *BTP* decennale è già incorporata una componente di rischio non trascurabile, che dovrebbe essere scorporata nell'ottica di identificare il rendimento di attività prive di rischio.
- 13.12 Nell'ambito della riforma che l'Autorità intende condurre (cfr. paragrafo 13.2), potrebbe essere prevista una modifica del riferimento per definire il rendimento di attività prive di rischio che potrebbe sostanziarsi nella sterilizzazione degli effetti congiunturali connessi al rischio paese e alle aspettative di inflazione.
- 13.13 Tuttavia, in un'ottica di continuità rispetto al precedente periodo di regolazione, ai fini della determinazione del tasso r_f l'Autorità intende confermare l'utilizzo della media degli ultimi 12 mesi disponibili (presumibilmente ottobre 2012 - settembre 2013) dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia.

Premio per il rischio di mercato (ERP)

- 13.14 Il premio per il rischio di mercato (*ERP*) può essere definito come il rendimento addizionale rispetto a quello offerto da uno strumento finanziario privo di rischio che un investitore richiede per investire nel "portafoglio di mercato".
- 13.15 In merito al valore assunto dall'*ERP*, si richiamano le valutazioni già formulate in occasione del documento per la consultazione 56/2013/R/GAS⁸; pertanto, anche in un'ottica di continuità con le scelte recentemente adottate nelle altre attività regolate, l'Autorità intende confermare il valore già adottato per il precedente periodo di regolazione, pari al 4%.

Rischio sistematico (β) per l'attività di trasporto

- 13.16 Il parametro β è una misura del rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all'attività considerata e non connesso alle caratteristiche della specifica società. Il rendimento atteso di un qualsiasi investimento azionario è quindi proporzionale al β ad esso associato perché, per sua natura, il β rappresenta una misura della remunerazione che è congruo riconoscere ad un investitore per la sua esposizione al rischio.

⁷ Relazione Annuale della Banca d'Italia 2006.

⁸ Cfr. Paragrafi da 16.20 a 16.23.

- 13.17 Nel terzo periodo di regolazione, per la definizione del parametro β si è 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. E' stato infatti ipotizzato che le due attività fossero caratterizzate da un profilo di rischio sostanzialmente comparabile. L'insieme di queste considerazioni aveva comportato una revisione al rialzo, rispetto ai riscontri del mercato azionario, posizionando il valore di $\beta_{unlevered}$ a 0,36.
- 13.18 Al fine di valutare la congruità del valore adottato nel precedente periodo di regolazione è stata effettuata una stima⁹ del parametro $\beta_{unlevered}$ per la società Snam, l'unica impresa di trasporto quotata nel mercato azionario italiano, e altre società europee comparabili operanti nei servizi regolati nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. La stima è stata effettuata con riferimento a due distinti periodi temporali (il periodo compreso fra il 1 gennaio 2004 ed il 31 dicembre 2007 e il periodo compreso fra il 1 gennaio 2008 ed il 31 dicembre 2012), al fine di valutare l'impatto della crisi economica finanziaria sul valore del parametro β . L'analisi relativa agli ultimi quattro anni evidenzia un valore medio del $\beta_{unlevered}$ per le imprese del campione pari a 0,16 (*raw beta*), mentre il valore *adjusted* del $\beta_{unlevered}$ è risultato pari a 0,26.
- 13.19 Pertanto, per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende definire il valore del parametro $\beta_{unlevered}$ in un intervallo compreso fra 0,21 (valore medio tra il valore *raw* e *adjusted* del campione di imprese esaminato) e il valore vigente (0,36).
- 13.20 Ai fini del calcolo del WACC sarà applicato il valore del $\beta_{levered}$ risultante sulla base del rapporto *D/E* individuato dall'Autorità.

Rischio sistematico (β) per l'attività di misura

- 13.21 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, fino al completamento della riforma del servizio di misura del trasporto gas, l'attività di misura continuerà ad essere svolta congiuntamente con il servizio di trasporto.

Costo del debito (Kd)

- 13.22 Il costo del debito (Kd) è rappresentato dalla remunerazione richiesta dai soggetti che finanziano l'azienda a copertura del *credit risk* (o rischio di perdita degli interessi e del capitale) da loro sopportato. In estrema sintesi, Kd esprime il costo medio atteso del debito di una società, al lordo dello scudo fiscale consentito dalla deducibilità degli interessi passivi, secondo la formula:

$$Kd = r_f + DRP$$

dove:

⁹ La stima del parametro è stata effettuata utilizzando dati di fonte *Bloomberg*.

- r_f è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
- *DRP (Debt Risk Premium)* è pari alla differenza tra il tasso di rendimento delle attività prive di rischio e il costo medio dell'indebitamento delle società del settore/attività.

13.23 Anche per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità propone un valore del *DRP* pari a 0,45%. Si ritiene infatti che, nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate negli ultimi anni, le società attive in un settore regolato siano di norma esposte ad un più basso livello di rischio e pertanto riescano ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti.

Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte (tc e T)

13.24 L'Autorità ai fini della determinazione dell'aliquota teorica di incidenza delle imposte per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica ha effettuato una analisi dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi nonché una prima valutazione degli effetti della legge 22 dicembre 2011, n. 214. L'Autorità intende definire il valore del parametro *T* per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale sulla base dei risultati di tali analisi. Pertanto si propone di confermare il valore del parametro *T* pari a 37,5%, anche in analogia con quanto indicato nel documento di consultazione 56/2013/R/GAS relativo alla definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione.

13.25 Ai fini della definizione del parametro l'Autorità ritiene non debbano essere considerati gli effetti dell'addizionale IRES prevista dalla legge 14 settembre 2011, n. 148/11 (di seguito: legge n. 148/11). Tale scelta costituisce mero adempimento, da parte dell'Autorità, alla citata legge, la quale, vietando la traslazione dell'addizionale IRES, renderebbe illegittima la diversa statuizione nei termini richiesti da alcuni operatori.

13.26 Con riferimento al livello dello scudo fiscale, l'Autorità propone di fissare tale livello pari a quello dell'aliquota dell'IRES, in analogia con quanto adottato per il quarto periodo di regolazione nel settore della distribuzione di energia elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11 e per il terzo periodo di regolazione con riferimento ai servizi di trasporto e stoccaggio, rigassificazione del GNL e distribuzione del gas. Tale aliquota è pari al 27,5%. Anche con riferimento a questo parametro, l'Autorità ritiene non debbano essere considerati gli effetti dell'addizionale IRES prevista dalla legge n. 148/11, per le motivazioni precedentemente riportate.

Tasso d'inflazione (rpi)

13.27 L'Autorità, in continuità con i precedenti periodi regolatori, intende fissare il livello del tasso di inflazione per il quarto periodo di regolazione sulla base delle indicazioni in merito all'inflazione programmata contenute nel Documento di Economia e Finanza 2013, e tenendo conto delle più recenti stime pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali.

Lag regolatorio nel riconoscimento degli investimenti

- 13.28 L'Autorità, al fine di sterilizzare la riduzione della remunerazione effettiva dovuta al *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti, che comporta di fatto un impatto negativo sul valore attualizzato netto dell'investimento, intende introdurre, anche per il servizio di trasporto, la misura compensativa introdotta nel settore elettrico con la deliberazione ARG/elt 199/11, che consiste in una maggiorazione forfetaria del *WACC* riconosciuta a partire dagli investimenti entrati in esercizio nel nuovo periodo regolatorio.
- 13.29 Sulla base delle stime effettuate, l'Autorità propone che la maggiorazione del *WACC* di cui al precedente paragrafo 13.28 sia fissata per un valore pari a 0,5%. Tale valore è differente rispetto a quello determinato per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per effetto delle diverse vite utili dei cespiti, che risultano mediamente più elevate nel caso del trasporto del gas.

Aggiornamento del tasso di remunerazione in corso di periodo di regolazione

- 13.30 L'Autorità, in analogia con quanto indicato nel documento di consultazione 56/2013/R/GAS relativo alla definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione, intende introdurre una revisione biennale di alcuni parametri utilizzati per il calcolo del *WACC*, al fine di tenere conto della volatilità degli indicatori macroeconomici derivante dalla congiuntura economico finanziaria. In particolare si intende prevedere l'aggiornamento periodico del tasso di inflazione (*rpi*) utilizzato nella formula del *WACC*, del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e dei parametri *T* e *tc*.

<p><i>S 5. Osservazioni in merito ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC.</i></p>

14 La determinazione della quota di ammortamento

- 14.1 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, l'Autorità propone che l'impresa di trasporto:
- calcoli la somma dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti che non hanno completato la loro durata convenzionale tariffaria al 31 dicembre 2012 secondo i criteri illustrati nel precedente capitolo 12;
 - sottragga dall'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti di cui alla precedente lettera a) il valore di eventuali contributi in conto capitale versati da soggetti pubblici o privati, rivalutati applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi;
 - determini gli ammortamenti annui dividendo il valore di cui alla lettera b), al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2012, per ogni categoria, per la durata convenzionale tariffaria riportata nella Tabella 1;
 - sommi gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera c), relativi alle diverse categorie.
- 14.2 La disposizione di cui al precedente paragrafo, lettera b), sarà adottata esclusivamente nel caso in cui sarà previsto il degrado dei contributi pubblici e

privati ai fini del calcolo del valore del capitale investito riconosciuto, come proposto nel Paragrafo 12.7.

- 14.3 Per quanto riguarda le categorie di cespiti e la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, l'Autorità intende confermare sostanzialmente quanto previsto per il terzo periodo di regolazione, prevedendo tuttavia un allineamento agli altri servizi regolati della durata della categoria di cespiti immobilizzazioni immateriali, riducendola da 10 a 5 anni.

Tabella 1 – Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti

Categoria di cespiti	Durata [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	-

S 6. Osservazioni in merito alla tipologia e alla durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti.

15 Determinazione dei costi operativi riconosciuti

Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2012) per il servizio di trasporto

- 15.1 L'Autorità, per la determinazione delle tariffe per l'anno 2014, in continuità con il precedente periodo di regolazione, è orientata a fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese nell'esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, vale a dire all'anno 2012. Non si ritiene che ci siano particolari criticità nell'utilizzo del dato relativo al 2012 in quanto, a differenza del servizio di distribuzione del gas, il limitato numero di operatori coinvolti comporta una maggiore rapidità nell'elaborazione dei relativi dati *unbundling* e, pertanto, la piena compatibilità con le tempistiche previste per l'approvazione delle tariffe relative al 2014.
- 15.2 Le informazioni relative a tali costi saranno desunte:

- dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi del Testo Integrato Unbundling (TIU), che dovrebbero essere disponibili entro il mese di luglio 2013;
 - dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati agli esercenti;
 - da una valutazione di coerenza con i costi degli anni precedenti per evitare il riconoscimento di costi non ricorrenti.
- 15.3 La componente dei costi operativi riconosciuti comprende tutte le voci di costo di natura ricorrente effettivamente sostenute nell'esercizio 2012 come risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di rigassificazione e dai conti separati presentati ai sensi del TIU, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate.
- 15.4 In coerenza con quanto previsto nei precedenti periodi regolatori, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2012, l'Autorità non intende includere nei costi riconosciuti le voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta incompatibile con un'attività svolta in regime regolato ovvero in regime d'esenzione. Non è pertanto previsto, tra l'altro, il riconoscimento delle voci di costo relative a:
- a) oneri finanziari;
 - b) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
 - c) rettifiche di valore di attività finanziarie;
 - d) costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - e) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai gestori delle reti di trasporto la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - f) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
 - g) oneri straordinari;
 - h) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente;
 - i) i costi relativi all'acquisto dei quantitativi di gas necessari alla copertura dei consumi delle centrali di compressione e delle perdite di rete.
- 15.5 E' fatta salva la valutazione dell'Autorità in merito all'efficienza del costo sostenuto. In particolare, l'Autorità non intende includere nei costi operativi riconosciuti voci di costo non allineate con i valori di mercato.
- 15.6 Con riferimento al riconoscimento delle voci di bilancio relative alle sopravvenienze (attive e passive) e alle insussistenze, si propone di includere per tali voci unicamente i valori di carattere ricorrente; tali valori possono essere determinati con riferimento ad un valore medio registrato nei tre anni antecedenti la presentazione della proposta tariffaria. Il loro riconoscimento è

comunque subordinato ad una valutazione da parte dell’Autorità, secondo criteri di pertinenza e ragionevolezza delle voci di costo sottostanti.

- 15.7 I costi operativi verranno altresì rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall’eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi che non siano già stati attribuiti, sul piano contabile, alle “attività diverse” di cui alla deliberazione n. 11/07.

Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l’anno 2014 per il servizio di trasporto

- 15.8 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il quarto periodo di regolazione, l’Autorità intende limitare il mantenimento in capo alle imprese dei benefici derivanti dai maggiori recuperi di efficienza, residuati dal precedente periodo di regolazione, secondo un opportuno dimensionamento del recupero di produttività (cfr. Capitolo 24).

- 15.9 In sostanziale continuità con il terzo periodo di regolazione, il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l’anno 2014 sarà pertanto determinato a partire dai seguenti elementi:

- a) costo effettivo rilevato nell’anno 2012, determinato secondo le modalità precisate nei precedenti paragrafi da 15.1 a 15.7;
- b) valore residuo, non ancora riassorbito tramite l’*X-factor* applicato nel terzo periodo di regolazione, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti (*PS1*);
- c) maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti (*PS2*).

- 15.10 In termini formali, la componente dei costi riconosciuti per l’anno 2014, relativa ai costi operativi per l’attività di trasporto, è determinata applicando la seguente formula:

$$COR_{14} = \left[COE_{12} + \frac{4}{9} PS1_{08} * (1 + RPI_{09} - X) \cdot \prod_{i=10}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} PS2_{12} \right] \cdot \prod_{i=13}^{14} (1 + RPI_i)$$

dove:

- COR_{14} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l’anno 2014;
- COE_{12} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all’anno 2012;
- $PS1_{08}$ è la simmetrica ripartizione tra imprese e utenti delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti dall’Autorità per il secondo periodo di regolazione;
- $PS2_{12} = 0,5 * (COR_{12} - COE_{12})$ è la simmetrica ripartizione tra imprese e utenti delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti dall’Autorità per il terzo periodo di regolazione, dove COR_{12} sono i ricavi

tariffari conseguiti nell'anno 2012, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario variabile CV e l'energia associata ai volumi di gas immessi in rete nell'anno 2012, determinata secondo i criteri di cui al comma 14.1 della *RTTG*;

- RPI_{09} è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price cap* nell'anno 2009, pari a 1,7%.
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari al 3,5%;
- RPI_i è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price cap*, che assume valore pari a 2,1% per il 2010, 0,9% per il 2011, 2,1% per il 2012, 3,1% per il 2013 e, per l'anno 2014, sarà utilizzato il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat, nel periodo luglio 2012 – giugno 2013.

15.11 La formula di cui al paragrafo 15.10 trova applicazione solo nel caso in cui i costi effettivamente sostenuti nell'anno 2012 siano inferiori ai costi riconosciuti nell'anno 2012, al netto della quota residua del *profit sharing*. In termini formali, la formula di cui al Paragrafo 15.10 si applica solo nel caso in cui sia verificata la seguente condizione:

$$COR_{12} - \frac{6}{9} PS1_{08} \cdot (1 + RPI_{09} - X) \cdot \prod_{i=10}^{12} (1 + RPI_i) > COE_{12}$$

In caso contrario, si applica la seguente formula:

$$COR_{14} = (COE_{08} + \frac{4}{9} PS1_{08}) \cdot (1 + RPI_{09} - X) \cdot \prod_{i=10}^{14} (1 + RPI_i)$$

dove:

- COE_{08} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2008, utilizzati al fine della determinazione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2010.

S 7. Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'attività di trasporto.

S 8. Osservazioni specifiche in merito alla determinazione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2012.

Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2012) e fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014 per il servizio di misura del trasporto

15.12 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del trasporto, l'Autorità intende applicare i medesimi criteri esposti per la determinazione dei costi riconosciuti per l'attività di trasporto, ad eccezione dell'applicazione del *profit sharing*. La mancata applicazione del *profit sharing* è giustificata dal mantenimento di un regime transitorio per la definizione delle tariffe del servizio di misura.

15.13 Pertanto, il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2014 sarà determinato a partire dal costo effettivo rilevato nell'anno 2012, determinato secondo le modalità precisate nei precedenti paragrafi da 15.1 a 15.7.

15.14 In termini formali, la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2014, relativa ai costi operativi per l'attività di misura del trasporto, è determinata applicando la seguente formula:

$$COR_{14} = COE_{12} \cdot \prod_{i=13}^{14} (1 + RPI_i)$$

dove:

- COR_{14} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno 2014;
- COE_{12} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2012 relativamente all'attività di misura del trasporto;
- RPI_i è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price cap*, che assume valore pari a 3,1% per il 2013 e, per l'anno 2014, sarà utilizzato il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat, nel periodo luglio 2012 – giugno 2013.

S 9. Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'attività di misura del trasporto.

16 Trattamento del gas di autoconsumo

16.1 Per il trattamento del gas di autoconsumo, incluso il gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e per il preriscaldamento del gas, l'Autorità è orientata a mantenere le disposizioni attualmente in vigore che prevedono il riconoscimento in natura dei quantitativi effettivamente utilizzati dalle imprese di trasporto.

16.2 In particolare si propone che le imprese di trasporto definiscano *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.

S 10. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento dei costi relativi al gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione.

17 Trattamento delle perdite di rete

17.1 L'Autorità, rispetto al terzo periodo di regolazione, intende perfezionare gli strumenti per la definizione del livello di perdite standard riconosciute per l'erogazione del servizio. Nel terzo periodo di regolazione l'ammontare delle

perdite riconosciute era proposto dagli operatori, sulla base di dati storici disponibili, e successivamente approvato dall’Autorità.

- 17.2 A partire dal quarto periodo di regolazione l’Autorità intende definire direttamente la metodologia per la determinazione delle perdite riconosciute, al fine di garantire una maggiore trasparenza ed efficienza, nonché l’uniformità, tra i criteri adottati dai diversi operatori, nella quantificazione del gas necessario alla copertura delle perdite di rete.
- 17.3 Pertanto, l’Autorità intende adottare un approccio che considera in modo dettagliato i componenti impiantistici della rete (valvole, apparecchiature per la regolazione, ecc.) e le tipologie di perdite ad essi associate¹⁰. A tali fini, per l’attività di trasporto del gas naturale, vengono valutate le emissioni fuggitive, le emissioni pneumatiche e le emissioni cosiddette da ventato.
- 17.4 Le emissioni fuggitive sono le emissioni in ambiente risultanti da una perdita graduale di tenuta di una parte delle apparecchiature designate a contenere/movimentare un fluido; la suddetta perdita è causata generalmente da una differenza di pressione. Un’emissione fuggitiva può essere semplicemente qualificata come conseguenza di un imperfetto funzionamento del sistema di tenuta di un componente del processo (valvola, pompa, flangia, compressore, ecc.), che causa un rilascio di gas in atmosfera.
- 17.5 Le emissioni pneumatiche (derivanti da apparecchiature di regolazione e controllo) sono relative al funzionamento stesso delle apparecchiature, normalmente comandate da remoto, e sono dovute allo scarico del gas compresso in atmosfera. Si è soliti infatti distinguere la categoria “emissioni pneumatiche” per differenziare queste ultime sia dalle emissioni fuggitive involontarie e casuali, che da quelle ventate.
- 17.6 Le emissioni da ventato sono rappresentate da rilasci controllati in atmosfera (ad esempio derivanti da manutenzioni, sostituzioni di tratti di linea, ecc.) e da rilasci incontrollati (ad esempio derivanti da rotture).
- 17.7 Il metodo GRI-EPA¹¹ della stima dei fattori medi di emissione rappresenta il riferimento internazionale più importante in ordine di tempo e per diffusione per la stima delle perdite sulle reti del gas. Esso è infatti ampiamente utilizzato sia negli Stati Uniti che nell’Unione Europea e rappresenta la base metodologica sulla quale sono stati successivamente sviluppati quasi tutti gli altri metodi oggi disponibili.
- 17.8 L’applicazione di questo metodo richiede che siano noti tutti i componenti dell’impianto in esame ed il fattore medio di emissione specifico di ogni elemento. Applicando il metodo dei fattori medi di emissione alla rete di trasporto del gas naturale, l’emissione totale annua di gas naturale dalla rete riconducibile alle emissioni fuggitive e pneumatiche può essere valutata mediante la seguente equazione:

¹⁰ La metodologia che verrà utilizzata per la valutazione delle perdite tecniche di rete viene individuata con il supporto tecnico-scientifico del Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICeM) dell’Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale.

¹¹ Gas Research Institute - U.S. Environmental Protection Agency.

$$E_G = \sum_{i=1}^n (F_{E,i} N_i h_i) = \sum_{i=1}^n (F_{E,i} F_{A,i})$$

dove:

- E_G è l'emissione annua di gas naturale dalla rete;
- $F_{E,i}$ è il fattore di emissione medio del componente i -esimo;
- N_i è il numero di componenti della medesima tipologia i ;
- h_i è il numero di ore di funzionamento annue del componente i -esimo;
- n è il numero di tipologie di sottosistemi/componenti presenti nella rete;
- $F_{A,i}$ è il fattore di attività del componente/sistema i -esimo.

17.9 Ai fini dell'applicazione del modello per la determinazione del livello di perdita si utilizzeranno i dati relativi ai componenti dell'impianto di rete, come dichiarati da ciascuna impresa di trasporto, ai quali saranno applicati i relativi fattori di emissione efficienti. I valori dei fattori di emissione efficienti che l'Autorità intende adottare verranno valutati sulla base della letteratura disponibile ed eventualmente riadattati sulla base di risultati di campagne sperimentali in campo.

17.10 Le emissioni da ventato sono valutate separatamente dalla formula di cui al precedente paragrafo 17.8. Data la complessità e la variabilità della stima, al fine di tenere conto delle emissioni da ventato si propone di considerare un quantitativo proporzionale alla lunghezza della rete, determinato sulla base di dati di letteratura, eventualmente adattato sulla base di dati storici disponibili per le reti in oggetto.

S 11. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi alle perdite di rete.

18 Trattamento delle perdite contabili

18.1 Per quanto concerne il trattamento delle perdite contabili (il cosiddetto gas non contabilizzato) l'Autorità, in attesa della definizione del Piano di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura, intende definire il quantitativo *standard* riconosciuto sulla base del valore medio annuale registrato nell'ultimo biennio disponibile.

S 12. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi al gas non contabilizzato.

19 Ricavi da bilanciamento della rete

19.1 In analogia con quanto previsto nel terzo periodo di regolazione, in aggiunta ai ricavi di cui ai precedenti paragrafi, è consentita un'ulteriore componente di ricavo RA , pari al costo riconosciuto dei servizi per il bilanciamento del sistema, determinata come somma delle seguenti voci:

- 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 alle tariffe di stoccaggio;
 - costo del capitale relativo ai volumi di gas immobilizzati a stoccaggio;
 - costo per il trasporto verso l'*hub* di stoccaggio.
- 19.2 Ai fini del calcolo della componente *RA*, l'impresa di trasporto considera eventuali scostamenti tra il costo effettivamente sostenuto e il corrispondente valore riconosciuto nel ricavo *RA* per il precedente anno.

S 13. Osservazioni in merito al riconoscimento dei ricavi da bilanciamento della rete.

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

Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto

- 20.1 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 presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria.
- 20.2 In continuità con il precedente periodo regolatorio si ritiene inoltre opportuno che nel calcolo dei ricavi di riferimento:
- non si tenga conto di costi pre-operativi non capitalizzati, sostenuti nella fase di *start up*, in quanto tali costi sono implicitamente riconosciuti nel rischio sistematico dell'attività e dal sistema di incentivi ai nuovi investimenti;
 - siano inclusi gli eventuali *IPCO* sostenuti fino all'anno di avviamento dell'erogazione del servizio di trasporto, come già indicato nel precedente paragrafo 12.8, purché capitalizzati.
- 20.3 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 simili o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.
- 20.4 Per il terzo anno, i costi operativi saranno calcolati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07.
- 20.5 La ripartizione dei ricavi avverrà per i primi due anni di erogazione del servizio di trasporto secondo i criteri individuati nel capitolo 25.
- 20.6 Si conferma, anche per il quarto periodo di regolazione, che la determinazione del vincolo sui ricavi avverrà con riferimento all'erogazione di un servizio su base annuale: conseguentemente per il primo anno sarà determinato con riferimento all'effettiva disponibilità del servizio di trasporto.

- 20.7 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 del vincolo sui ricavi applicando il 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.

S 14. Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione del vincolo sui ricavi delle nuove imprese di trasporto.

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

- 20.8 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: ogni riclassificazione delle reti esistenti non potrà determinare un incremento dei costi coperti dalle tariffe 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.

21 Criteri di incentivazione per lo sviluppo efficiente della rete di trasporto

Incentivazione di tipo output-based

- 21.1 In coerenza con l'obiettivo di garantire un'offerta tale da favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale, e in analogia con le altre attività regolate, l'Autorità nei precedenti periodi di regolazione ha incentivato la realizzazione di nuovi investimenti attraverso una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito. Tale meccanismo intende fornire segnali economici alle imprese al fine di assicurare un corretto sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas.
- 21.2 La durata e l'entità dell'incentivo è stata differenziata per tipologia di investimento, in modo da riflettere il diverso grado di rischio e i contributi apportati in termini di garanzia di una maggiore flessibilità e di diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale.
- 21.3 Tuttavia, il sistema di incentivazione in vigore non consente di quantificare il beneficio derivante dalla realizzazione di ciascun intervento di sviluppo della rete, poiché la differenziazione dell'incentivo avviene esclusivamente sulla base di valutazioni di tipo qualitativo, in relazione alla tipologia di investimento considerato.
- 21.4 Alla luce degli orientamenti generali descritti nel capitolo 6 e della criticità espressa nel precedente paragrafo 21.3, l'Autorità intende rivedere il sistema di incentivi, in modo da differenziare l'incentivo erogato a ciascun progetto di investimento, sulla base di una valutazione quantitativa dei benefici apportati al sistema.

- 21.5 Tale meccanismo di incentivazione sarà sviluppato in coerenza con le indicazioni della Strategia energetica nazionale e tenuto conto dei processi di valutazione dei Piani decennali di sviluppo predisposti dalle imprese di trasporto ai sensi del decreto legislativo n. 93/11.
- 21.6 La valutazione del beneficio netto associato a ciascun investimento potrebbe avvenire attraverso la definizione di un apposito indice di efficacia, pari al rapporto tra il valore attuale dei benefici apportati complessivamente al sistema del gas ed il costo degli investimenti necessari alla realizzazione dell'opera. Tale indice potrebbe anche consentire l'individuazione dei progetti di investimento prioritari per il raggiungimento degli obiettivi indicati dalla Strategia energetica nazionale, al minimo costo per il sistema nazionale del gas.
- 21.7 In particolare, tra i benefici associati alla realizzazione di nuove infrastrutture, si intende considerare:
- l'incremento della sicurezza tecnica del sistema di trasporto valutata in relazione al contributo della nuova infrastruttura all'esercizio in sicurezza della rete nel rispetto del principio n-1;
 - l'incremento della sicurezza strategica del sistema nazionale del gas, derivante dalla diversificazione delle fonti di approvvigionamento associato alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto internazionale;
 - l'effetto pro competitivo sul mercato del gas, derivante dalla disponibilità di nuova capacità di importazione e dall'ingresso di nuovi operatori nel mercato nazionale del gas.
- 21.8 Si potrebbe prevedere il riconoscimento di componenti di ricavo addizionali in funzione del valore assunto da tale indice, comunque entro un tetto massimo per un periodo costante per ciascuna tipologia di investimenti della rete.
- 21.9 L'indice di efficacia dovrebbe rispondere a criteri di trasparenza, verificabilità, semplicità e facilità di applicazione, mantenendo la rappresentatività in termini di efficacia ed efficienza dell'investimento.
- 21.10 La definizione delle metodologie per la valutazione dei costi e dei benefici associati ai nuovi investimenti, tuttavia, richiede ulteriori approfondimenti, con la conseguente necessità di avviare il nuovo meccanismo di regolazione nel corso del quarto periodo di regolazione.
- 21.11 L'Autorità intende prevedere l'applicazione di un regime transitorio di incentivazione, per il periodo 2014-2015, analogo a quello applicato nel terzo periodo di regolazione, prevedendo contestualmente una limitata ridefinizione delle categorie di investimento incentivate e della maggiore remunerazione, anche al fine di introdurre principi di maggiore selettività nell'incentivazione dei nuovi investimenti.
- 21.12 In particolare:
- la categoria di incentivazione relativa agli investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato è stata eliminata in quanto tali obiettivi devono essere garantiti in virtù di specifiche

disposizioni normative e pertanto un'incentivazione di carattere economico risulterebbe ridondante;

- tutti gli investimenti riconducibili allo sviluppo di nuova capacità di importazione o esportazione sono stati aggregati in un'unica categoria di investimenti.

21.13 Si propone pertanto di applicare le seguenti categorie:

- $T_{(4)}=1$ investimenti di sostituzione, per i quali non è prevista alcuna remunerazione incrementale;
- $T_{(4)}=2$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale: 1,5% per 7 anni;
- $T_{(4)}=3$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale: 1,5% per 10 anni;
- $T_{(4)}=4$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione e/o esportazione, anche attraverso la realizzazione di capacità di trasporto bidirezionale fisica: 2,5% per 10 anni.

21.14 Di seguito si propone una tabella di raccordo tra le categorie di investimenti incentivati in vigore nel terzo periodo regolatorio e quelle previste per il quarto periodo.

Tabella 2 – Raccordo tra le categorie di investimenti incentivati

Terzo periodo		Quarto periodo	
$T=2$	Investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto		
$T=3$	Realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale	$T_{(4)}=2$	Realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale
$T=4$	Realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale	$T_{(4)}=3$	Realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale
$T=5$	Realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione	$T_{(4)}=4$	Realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione e/o esportazione, anche attraverso la realizzazione di capacità di trasporto bidirezionale fisica
$T=6$	Investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo		

- 21.15 Sempre in un'ottica di maggiore selettività degli incentivi, l'Autorità intende riconoscere gli incentivi relativi alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale solo nel caso in cui i relativi investimenti siano inclusi nel Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto, come valutato ai sensi del decreto legislativo n. 93/11.
- 21.16 Detti incentivi saranno applicati agli investimenti realizzati a partire dall'anno 2014. Agli investimenti realizzati entro il 31 dicembre 2013 saranno in ogni caso applicati gli incentivi in vigore nel terzo periodo di regolazione, in analogia con quanto previsto per il servizio della trasmissione di energia elettrica, in un'ottica di salvaguardia degli investimenti già realizzati.

Incentivazione alla minimizzazione dei costi compensativi ambientali

- 21.17 Per quanto riguarda il trattamento delle spese di investimento derivanti da costi compensativi ed ambientali¹², si propone di mantenere invariata la metodologia adottata nel terzo periodo regolatorio.
- 21.18 Nel caso in cui venga introdotto un meccanismo di incentivazione di tipo *output-based*, il meccanismo di minimizzazione dei costi compensativi ambientali dovrà tuttavia essere adeguato in quanto si basa su una riduzione del tasso di maggiore remunerazione dei nuovi investimenti.

Individuazione del livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti

- 21.19 L'Autorità, nelle Linee Strategiche per il triennio 2012-2014, ha manifestato l'intenzione di introdurre meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione dei costi di investimento, in particolare mediante il riconoscimento di costi *standard*. La disciplina tariffaria attualmente in vigore prevede infatti il riconoscimento dei costi di investimento sostenuti dalle imprese di trasporto con riferimento ai dati di bilancio. Tale approccio, se da un lato assicura il recupero dei costi di investimento sostenuti dalle imprese, dall'altro non fornisce sufficienti incentivi alla minimizzazione di detti costi.
- 21.20 L'Autorità è consapevole che la definizione di un costo *standard* di riferimento, pur apprezzabile dal punto di vista teorico, presenta notevoli criticità dal punto dell'implementazione in quanto:
- presuppone il superamento delle forti asimmetrie informative tra il regolatore e le imprese di trasporto;
 - richiede l'individuazione di fattori esogeni, al di fuori del controllo delle imprese, che possono giustificare un differente livello di spesa nella realizzazione dei nuovi investimenti;
 - presuppone un aggiornamento dinamico al fine di tenere conto dell'effetto di una eventuale variazione del costo dei fattori necessari alla realizzazione degli investimenti¹³;

¹² Si vedano, a tal proposito, i paragrafi da 15.53 a 15.56 della Relazione A.I.R. alla deliberazione ARG/gas 184/09.

¹³ Si pensi ad esempio all'andamento del costo delle materie prime (acciaio) che negli ultimi anni ha presentato un'elevata volatilità.

- 21.21 Al fine di risolvere alcune di queste problematiche, l’Autorità intende avviare un più generale sistema di monitoraggio dell’evoluzione della spesa per nuovi investimenti, prevedendo la raccolta, già in sede di consultazione, di informazioni sintetiche in merito all’andamento della spesa per gli investimenti a livello aggregato.
- 21.22 Tale andamento andrebbe valutato sulla base di apposti indicatori, che confrontino la spesa con i principali *driver* (km di rete serviti, diametro dei gasdotti, condizioni morfologiche del terreno). A questo dovrebbe accompagnarsi l’individuazione dei fattori esogeni che possono influenzare l’evoluzione della spesa di nuovi investimenti.
- 21.23 Sulla base dell’esperienza maturata, l’Autorità valuterà la graduale introduzione, a partire dal quinto periodo di regolazione, di meccanismi incentivanti che prevedano la determinazione del valore del capitale investito riconosciuto relativo ai nuovi investimenti anche sulla base dei rispettivi costi *standard*.

Disposizioni in materia di incentivi all’accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo premi e penalità.

- 21.24 L’Autorità, con deliberazione ARG/gas 156/11, ha introdotto un meccanismo incentivante per l’accelerazione degli investimenti nella rete di trasporto. Tale meccanismo è stato applicato in via sperimentale relativamente agli investimenti realizzati negli anni 2012 e 2013.
- 21.25 L’Autorità intende demandare ad un successivo provvedimento l’eventuale revisione del meccanismo di accelerazione dei nuovi investimenti, in quanto il periodo di sperimentazione non si è ancora concluso. Allo stato attuale non sono stati infatti ancora raccolti elementi sufficienti per individuare esigenze di modifica ed integrazione delle regole vigenti. Tale tema sarà comunque oggetto di una specifica consultazione, che sarà indicativamente avviata nel corso del secondo semestre del 2014.
- 21.26 Si evidenzia in ogni caso che l’introduzione di meccanismi di incentivazione di tipo *output based* potrebbe richiedere una ridefinizione delle modalità di applicazione degli incentivi per l’accelerazione degli investimenti, al fine di assicurare la coerenza complessiva degli strumenti di regolazione adottati, in quanto attualmente sono basati sul riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato alle immobilizzazioni in corso.

S 15. Osservazioni in merito agli incentivi per i nuovi investimenti, ed in particolare all’adozione di meccanismi output-based.

S 16. Osservazioni in merito al meccanismo di monitoraggio dei costi di investimento.

22 Criteri per la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture

- 22.1 L’Autorità, nel quarto periodo di regolazione, intende introdurre meccanismi di incentivazione volti ad assicurare una compartecipazione delle imprese di

trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo della nuova capacità resa disponibile.

- 22.2 L'introduzione di tali meccanismi è finalizzata a responsabilizzare l'impresa di trasporto nella definizione dei piani di sviluppo infrastrutturali in modo da assicurare la realizzazione di opere che siano necessarie al sistema del trasporto del gas.
- 22.3 La principale criticità derivante dall'introduzione di un meccanismo di compartecipazione del rischio di mancato utilizzo delle nuove infrastrutture è legata al fatto che in una rete magliata non è possibile associare in modo puntuale i costi di investimento derivanti dall'espansione della rete, con i singoli punti di entrata ed uscita del sistema di trasporto.
- 22.4 Per superare tale problema si potrebbe prevedere la definizione di un ricavo "virtuale" associato a ciascun punto di entrata e/o uscita dalla rete nazionale di gasdotti pari al prodotto tra il corrispettivo tariffario applicato al punto considerato e la nuova capacità di trasporto disponibile per il conferimento.
- 22.5 Nel caso in cui, per effetto della mancata prenotazione della capacità, il gettito tariffario effettivo associato alla nuova capacità del punto entrata/uscita risultasse inferiore al ricavo "virtuale", si potrebbe escludere dal meccanismo di garanzia dei ricavi l'ammanto associato alla nuova capacità considerata.
- 22.6 In particolare si potrebbe escludere solamente una parte dei ricavi associati, al fine di assicurare un'equa ripartizione del rischio tra l'impresa di trasporto e gli utenti del servizio.
- 22.7 Tale meccanismo sarà applicato in ogni caso alla sola capacità aggiuntiva resa disponibile a partire dall'anno 2016, al fine di salvaguardare gli investimenti che attualmente risultano in corso di realizzazione.

S 17. Osservazioni in merito al meccanismo di compartecipazione al rischio del mancato utilizzo di nuove infrastrutture.

S 18. Osservazioni in merito alla necessità di prevedere una soglia entro cui opera il meccanismo di compartecipazione al rischio derivante dal mancato utilizzo della nuova capacità.

23 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto

- 23.1 In analogia con il precedente periodo regolatorio, le quote parti dei ricavi riconducibili al capitale investito, $RT_{capitale}^N$ e $RT_{capitale}^R$ sono ricalcolate negli anni del periodo di regolazione successivi al primo considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
 - gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, incluse la variazione delle immobilizzazioni in corso, escludendo gli interessi passivi in corso

d'opera (*IPCO*) maturati successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio di trasporto, ripartiti in investimenti in rete nazionale e in rete regionale;

- c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
- d) l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle relative durate convenzionali dei cespiti di cui al capitolo 14;
- e) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, e il completamento della vita utile *standard* dei cespiti.

23.2 I criteri sopra descritti valgono anche in relazione alle nuove imprese che inizieranno ad erogare il servizio nel corso del periodo di regolazione; in particolare, si procederà ad un aggiornamento secondo i criteri illustrati al punto 23.1, mediante ricalcolo annuale del *CIR* al 31 dicembre dell'anno precedente alla presentazione della proposta tariffaria.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti

23.3 In analogia con il precedente periodo regolatorio, le quote parti dei ricavi riconducibili agli ammortamenti RT_{amm}^N e RT_{amm}^R sono ricalcolate negli anni del periodo di regolazione successivi al primo considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
- b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespiti, della durata convenzionale dei cespiti di cui al capitolo 14, ripartito in rete nazionale e in rete regionale;
- c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti, attribuiti alle singole categorie di cespiti;
- d) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e il completamento della vita utile *standard* dei cespiti.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio della maggiore remunerazione derivante dai nuovi investimenti

23.4 Al capitale investito riconosciuto relativo agli investimenti soggetti ad un regime di incentivazione (sulla base delle disposizioni vigenti nei precedenti periodi di regolazione o, ai sensi di quanto descritto nel Capitolo 21) è applicata la corrispondente maggiore remunerazione fino al completamento del periodo di riconoscimento dell'incentivo.

23.5 Per gli anni successivi all'anno di entrata in esercizio, ai fini della determinazione della quota di ricavi relativa ai nuovi investimenti, l'impresa di trasporto aggiorna il valore della quota di ricavi relativa ai nuovi investimenti realizzati negli esercizi precedenti, considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
- b) l'incremento del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento;
- c) la fine del periodo di riconoscimento della maggiore remunerazione dei cespiti.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti del servizio di trasporto

23.6 L'Autorità propone di aggiornare i costi operativi riconosciuti del servizio di trasporto attraverso il criterio del *price cap* secondo la seguente formula:

$$COR_t = COR_{t-1} \cdot (1 + RPI_{t-1} - X)$$

dove:

- RPI_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat;
- X -factor è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, determinato secondo quanto proposto nel successivo Capitolo 24.

23.7 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei ricavi riconosciuti, si terrà inoltre conto 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. Si precisa in ogni caso che l'impresa è tenuta a dimostrare la pertinenza, la congruità e l'addizionalità di detti costi.

23.8 L'Autorità intende inoltre prevedere la possibilità per le imprese di trasporto di richiedere il riconoscimento di eventuali costi operativi incrementali derivanti dalla realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto. Tale disposizione, tuttavia, è esclusivamente finalizzata ad assicurare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, e potrà pertanto essere applicata solo nel caso in cui i costi effettivamente sostenuti siano superiori ai costi già riconosciuti in tariffa. Si precisa che l'impresa dovrà disporre di specifici strumenti di contabilità che consentano di individuare puntualmente la natura incrementale di detti costi.

S 19. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento dei parametri tariffari per il servizio di trasporto.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti del servizio di misura del trasporto

23.9 L'Autorità propone di aggiornare i costi operativi riconosciuti del servizio di misura del trasporto secondo la seguente formula:

$$COR_t = COR_{t-1} \cdot (1 + RPI_{t-1})$$

dove RPI_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat.

- 23.10 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei ricavi riconosciuti, si terrà inoltre conto 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.

S 20. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento dei parametri tariffari per il servizio di misura del trasporto.

Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento

- 23.11 L'Autorità anche per il quarto periodo di regolazione propone l'adozione di meccanismi di garanzia dei ricavi di *capacity* secondo le modalità e i criteri già definiti per il terzo periodo di regolazione, prevedendo tuttavia l'esclusione, come indicato nel Capitolo 22, della quota di ricavo associata ai nuovi punti di entrata/uscita, nel caso in cui si verifichi un significativo sottoutilizzo della capacità disponibile.

S 21. Osservazioni in merito alla determinazione del fattore correttivo.

24 Criteri per la fissazione dell'X-factor

- 24.1 In analogia con il precedente periodo regolatorio, l'Autorità propone di definire un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa in modo tale da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni (due periodi di regolazione).
- 24.2 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.
- 24.3 Infine, per le nuove imprese di trasporto, considerata l'indisponibilità di dati di bilancio storici in base ai quali stimare i potenziali incrementi di efficienza dell'impresa, l'Autorità intende fissare il valore di *X-factor* pari a 0%, in analogia con il precedente periodo di regolazione.

PARTE IV

ASPETTI DI NATURA TARIFFARIA

25 Ripartizione dei ricavi

- 25.1 Nel terzo periodo di regolazione i ricavi di riferimento RT sono stati ripartiti in una componente di ricavo *commodity*, RT^E , e in una componente di ricavo *capacity*, RT^C , dimensionate in modo da riflettere l'effettiva struttura dei costi riconosciuti di ciascuna impresa di trasporto, in particolare includendo nella componente *capacity* i costi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti.
- 25.2 La componente di ricavo *capacity* è stata ulteriormente suddivisa nelle quote di ricavi RT^N e RT^R , relative rispettivamente all'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, a partire dalle quali vengono calcolati i corrispettivi di capacità per la rete di trasporto nazionale e regionale. La ripartizione è effettuata in proporzione al capitale investito e alla quota di ammortamenti dei cespiti relativi alle due attività.
- 25.3 L'adozione di tale struttura tariffaria ha consentito di ottenere una maggiore *cost-reflectivity* e di ridurre il livello di incertezza relativo al recupero delle quote di ricavo riconducibili al capitale.
- 25.4 Inoltre, ha determinato una maggiore degressività della tariffa rispetto al precedente periodo di regolazione, coerentemente con le disposizioni di cui all'articolo 3, comma 3, lettera a), del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, così come convertito con legge 3 agosto 2009, n. 102/09, che prevede, tra l'altro, l'introduzione nelle tariffe di trasporto di "misure di degressività, che tengano conto della struttura costi del servizio in ragione del coefficiente di utilizzo a valere dall'inizio del prossimo periodo di regolazione tariffaria del trasporto".
- 25.5 Tuttavia, l'attuale struttura tariffaria presenta ancora elementi di criticità, in particolare l'incertezza relativa al recupero dei costi fissi operativi che verrebbero attribuiti alla componente *commodity*. Infatti, il quantitativo di gas immesso in rete, a cui è applicato il corrispettivo unitario variabile, presenta una elevata variabilità in relazione alle condizioni meteo climatiche del periodo invernale e all'andamento delle produzioni degli impianti termoelettrici. Si consideri al riguardo che il meccanismo di garanzia dei ricavi (fattore correttivo) è applicato esclusivamente alla componente di ricavo di *capacity*.
- 25.6 L'Autorità già nella precedente Analisi di Impatto Regolatorio relativa alla deliberazione ARG/gas 184/09 aveva evidenziato come, in una situazione di *first best*, la componente variabile della tariffa dovrebbe essere dimensionata in modo da coprire esclusivamente i costi marginali di erogazione del servizio di trasporto. Dunque, secondo tale impostazione, la componente *capacity* della tariffa dovrebbe essere finalizzata alla copertura dei costi fissi, mentre la componente *commodity* alla copertura dei costi variabili.

25.7 Poiché tra i costi variabili rientrano principalmente i costi di acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione (*fuel gas*) che, sulla base di quanto già descritto nel precedente Capitolo 16, è allocato dal primo anno del terzo periodo di regolazione (2010) in natura, ne consegue che il valore dei costi marginali da riconoscere in tariffa sarebbe prossimo allo zero. Pertanto, ai fini di una maggiore aderenza ai costi, l'Autorità intende valutare l'eliminazione del corrispettivo variabile e l'introduzione di un corrispettivo capacitivo, suddiviso in due componenti: uno relativo alla rete regionale ed uno relativo alla rete nazionale.

S 22. Osservazioni in merito alla ripartizione tariffaria proposta, in particolare relativamente al mantenimento di una solo componente capacity

S 23. Osservazioni in merito ad eventuali criticità derivanti dall'eliminazione della componente di ricavo commodity.