

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

RELAZIONE TECNICA

**CRITERI DI REGOLAZIONE DELLE TARIFFE DI TRASPORTO E
DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE
PER IL PERIODO 2014-2017**

(deliberazione 14 novembre 2013, 514/2013/R/GAS)

INDICE

PARTE I - IL CONTESTO NORMATIVO.....	5
1. Introduzione.....	5
2. Quadro normativo di riferimento.....	5
<i>Pianificazione degli investimenti.....</i>	<i>6</i>
PARTE II - OBIETTIVI DELL'AUTORITA' E PROCESSO DI CONSULTAZIONE	8
3. Introduzione.....	8
4. Obiettivi.....	8
<i>Coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo.....</i>	<i>8</i>
5. Processo di consultazione.....	8
<i>Prima fase di consultazione.....</i>	<i>8</i>
<i>Seconda fase di consultazione.....</i>	<i>9</i>
PARTE III - PROVVEDIMENTO FINALE.....	10
6. Introduzione.....	10
7. Principali scelte di regolazione.....	10
8. Durata del periodo di regolazione	12
9. Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale.....	12
<i>Capitale investito riconosciuto.....</i>	<i>12</i>
<i>Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto</i>	<i>14</i>
<i>Quota di ammortamento.....</i>	<i>18</i>
<i>Costi operativi.....</i>	<i>18</i>
10. Ricavi per il bilanciamento della rete	20
11. Trattamento delle perdite di rete, del gas di autoconsumo e del gas non contabilizzato.....	20
<i>Perdite di rete.....</i>	<i>20</i>
<i>Gas di autoconsumo</i>	<i>24</i>
<i>Gas non contabilizzato</i>	<i>24</i>
12. Ricavi di riferimento per le nuove imprese di trasporto.....	24
<i>Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto</i>	<i>24</i>
13. Criteri di incentivazione per lo sviluppo efficiente della rete di trasporto	25
<i>Incentivazione di tipo output-based.....</i>	<i>25</i>
<i>Remunerazione addizionale dei nuovi investimenti</i>	<i>25</i>
<i>Incentivazione alla minimizzazione dei costi compensativi ambientali</i>	<i>26</i>
<i>Individuazione del livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti.....</i>	<i>26</i>
<i>Accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo premi e penalità</i>	<i>27</i>
14. Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di misura del trasporto del gas naturale	27
15. Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento.....	27
16. Ripartizione dei ricavi tra rete nazionale e rete regionale	28
17. Struttura e articolazione tariffaria.....	28
<i>Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base annuale</i>	<i>28</i>
<i>Corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti</i>	<i>29</i>
<i>Corrispettivi relativi alla rete regionale di trasporto</i>	<i>30</i>
<i>Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base inferiore all'anno.....</i>	<i>31</i>
<i>Tariffe per il servizio di trasporto interrompibile</i>	<i>31</i>
<i>Corrispettivi unitari variabili.....</i>	<i>32</i>
<i>Perdite di rete, gas di autoconsumo e gas non contabilizzato</i>	<i>32</i>

	<i>Corrispettivi per la fornitura di ulteriori servizi</i>	32
18.	Perequazione.....	33
	<i>Perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo regionale</i>	33
	<i>Perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile</i>	33
	<i>Ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto</i>	34
19.	Aggiornamento dei parametri tariffari.....	34
	<i>Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile al capitale investito riconosciuto e alla remunerazione addizionale per i nuovi investimenti</i>	34
	<i>Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile agli ammortamenti</i>	34
	<i>Aggiornamento del corrispettivo unitario variabile</i>	34
	<i>Aggiornamento del Fattore Correttivo FC</i>	35
	<i>Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto</i>	36

PREMESSA

La presente Relazione tecnica illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (di seguito: Autorità) 14 novembre 2013, 514/2013/R/GAS “Criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017” (di seguito: deliberazione 514/2013/R/GAS). Con tale deliberazione l'Autorità ha definito la normativa in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione che ha avuto inizio l'1 gennaio 2014. Inoltre, con la medesima deliberazione, sono stati definiti i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017.

Il provvedimento oggetto della presente Relazione tecnica (di seguito: il provvedimento) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 7 febbraio 2013, 45/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 45/2013/R/GAS), ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'attività di trasporto di gas naturale per il quarto periodo di regolazione, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

La predisposizione del provvedimento è stata preceduta da una fase di consultazione dei soggetti interessati avviata con il documento per la consultazione 18 aprile 2013, 164/2013/R/GAS, relativo a “Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione”. Nel documento l'Autorità ha espresso i primi orientamenti in materia di determinazione dei ricavi riconosciuti, e ha illustrato le motivazioni dell'intervento regolatorio e gli obiettivi perseguiti.

Al documento per la consultazione 18 aprile 2013 ha fatto seguito il documento per la consultazione 25 luglio 2013, 330/2013/R/GAS, relativo a “Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione – determinazione dei corrispettivi tariffari”. Nel documento l'Autorità ha analizzato le tematiche relative alle modalità di determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale.

PARTE I - IL CONTESTO NORMATIVO

1. Introduzione

- 1.1 Questa sezione illustra il contesto normativo di riferimento rilevante che disciplina la materia oggetto del provvedimento.

2. Quadro normativo di riferimento

- 2.1 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”.
- 2.2 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).
- 2.3 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.
- 2.4 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 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.
- 2.5 Ulteriori riferimenti per la determinazione delle tariffe del servizio di trasporto sono stati introdotti da successivi atti normativi.
- 2.6 L’articolo 3, del decreto legge n. 78/2009, come convertito con legge 3 agosto 2009, n. 102, ha previsto l’introduzione in tariffa di “ *misure di degressività che tengano conto della struttura dei costi del servizio in ragione del coefficiente di utilizzo a valere dall’inizio del prossimo periodo di regolazione tariffaria del trasporto* ”. Tale disposizione ha trovato

puntuale attuazione già a partire dal terzo periodo di regolazione (2010-2013), attraverso la ridefinizione dei criteri di ripartizione dei ricavi.

- 2.7 L'articolo 38, comma *2bis*, del decreto legge n. 83/2012, convertito con modificazioni con legge 7 agosto 2012, n. 134, ha previsto che l'Autorità adeguasse 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*".
- 2.8 La normativa nazionale deve inserirsi nel più generale quadro normativo europeo che, con la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio (di seguito: Direttiva 2009/73/CE), 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.
- 2.9 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, comma 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.
- 2.10 Le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle, devono inoltre facilitare lo scambio efficiente di gas e la concorrenza, evitando allo stesso tempo la compensazione incrociata tra utenti della rete, fornendo incentivi per gli investimenti e mantenendo o realizzando l'interoperabilità delle reti di trasporto.
- 2.11 L'esplicito divieto alla presenza di sussidi incrociati tra gli utenti della rete è particolarmente rilevante, in quanto comporta che le modalità di attribuzione dei costi complessivi ai diversi utenti devono basarsi esclusivamente su principi che riflettano la struttura dei costi del servizio e il contributo di ciascun utente alla determinazione dei costi complessivi del sistema.
- 2.12 Inoltre, si segnala che a livello europeo si sta per concludere il processo di definizione delle Linee guida sulle Norme per l'armonizzazione delle strutture tariffarie nel settore del gas naturale (di seguito: Linee guida), predisposte 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 definiscono 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.

Pianificazione degli investimenti

- 2.13 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.

- 2.14 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.
- 2.15 L'articolo 16, comma 3, lettera e), 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.

PARTE II - OBIETTIVI DELL'AUTORITÀ E PROCESSO DI CONSULTAZIONE

3. Introduzione

- 3.1 Questa sezione illustra gli obiettivi alla base dell'intervento di revisione della disciplina tariffaria per l'attività di trasporto che l'Autorità ha inteso perseguire per il quarto periodo di regolazione, anche a seguito delle osservazioni presentate dagli operatori nel corso del procedimento avviato con deliberazione 45/2013/R/GAS.

4. Obiettivi

- 4.1 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, tra l'altro, 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.

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

- 4.2 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 vincoli agli scambi tra sistemi di trasporto dei diversi paesi membri.
- 4.3 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 ostacolino 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.
- 4.4 L'attività di armonizzazione dei criteri tariffari a livello europeo è guidata dall'ACER che, come richiamato al paragrafo 2.10, sta completando il processo di definizione delle relative Linee guida. I principi richiamati nelle Linee Guida e le principali soluzioni proposte non si discostano significativamente dai criteri di regolazione adottati nel contesto italiano.

5. Processo di consultazione

Prima fase di consultazione

- 5.1 In data 18 aprile 2013 è stato diffuso il primo documento per la consultazione (DCO 164/2013/R/GAS), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 27

maggio 2013. Nel documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, e in particolare le modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti.

- 5.2 In data 24 aprile 2013 è inoltre stata avviata una raccolta dati presso le imprese di trasporto di gas naturale, e nel mese di luglio 2013 sono state pubblicate nel sito internet dell'Autorità le osservazioni ricevute in risposta al documento per la consultazione 18 aprile 2013.
- 5.3 Nel mese di maggio 2013 la Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione ha inoltre attivato una serie di incontri tematici con le imprese di trasporto del gas naturale e le associazioni di categoria.

Seconda fase di consultazione

- 5.4 In data 25 luglio 2013 è stato diffuso il secondo documento per la consultazione (DCO 330/2013/R/GAS), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 23 settembre 2013. In tale documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, e in particolare le modalità di determinazione dei corrispettivi tariffari.
- 5.5 Nel mese di novembre 2013 sono state pubblicate nel sito internet dell'Autorità le osservazioni ricevute in risposta al documento per la consultazione 25 luglio 2013.

PARTE III - PROVVEDIMENTO FINALE

6. Introduzione

- 6.1 Questa sezione illustra, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento e le motivazioni alla base dell'intervento per la determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione.

7. Principali scelte di regolazione

- 7.1 Alla luce degli esiti della consultazione, e tenuto conto dell'esperienza maturata nel terzo periodo di regolazione tariffaria, l'Autorità per il quarto periodo di regolazione ha previsto in particolare di:
- a) confermare l'adozione dell'anno solare come riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto;
 - b) prevedere la revisione biennale del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto disponendone l'aggiornamento con riferimento al valore del tasso *risk free*;
 - c) introdurre, in analogia a quanto previsto nel settore elettrico, un incremento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto al fine di sterilizzare il ritardo regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
 - d) calcolare la quota di ammortamento al netto dei contributi in conto capitale, al fine di assicurare una remunerazione adeguata del capitale investito;
 - 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;
 - f) prevedere, nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, l'introduzione di un meccanismo che permetta di contemperare le esigenze di equilibrio economico finanziario delle imprese, almeno nel breve periodo, con un adeguato incentivo al recupero di efficienze;
 - g) confermare transitoriamente il sostegno allo sviluppo infrastrutturale mediante il riconoscimento di un incremento del tasso di remunerazione per i nuovi investimenti, nelle more del completamento di meccanismi di incentivazione volti a massimizzare il valore dei servizi erogati dall'impresa (incentivi di tipo *output-based*);
 - h) prevedere la revisione del meccanismo di accelerazione dei nuovi investimenti solo al termine del periodo di sperimentazione della disciplina attualmente in vigore (relativa agli investimenti sostenuti negli anni 2012 e 2013);
 - i) definire il livello ammesso delle perdite di rete sulla base di specifici fattori di emissione per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, al fine di fornire incentivi al contenimento delle medesime;
 - j) definire il livello ammesso del gas non contabilizzato in modo da incentivare l'impresa maggiore di trasporto a raggiungere ulteriori incrementi di efficienza;
 - k) introdurre sperimentalmente 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;
 - l) confermare la ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* adottata nel terzo periodo di regolazione;

- m) introdurre un meccanismo di perequazione dei ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile, al fine di assicurare la copertura dei costi operativi riconosciuti, prevalentemente fissi;
- n) confermare l'adozione del modello tariffario *entry–exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, in coerenza con la normativa europea, mantenendo l'attuale articolazione delle aree di uscita;
- o) garantire una maggiore trasparenza nel processo di determinazione dei corrispettivi di rete nazionale, prevedendo che l'impresa maggiore di trasporto renda disponibile agli utenti del servizio gli elementi informativi rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi delle rete nazionale;
- p) confermare l'applicazione di un corrispettivo a francobollo per l'utilizzo della rete di trasporto regionale;
- q) eliminare le riduzioni del corrispettivo regionale nel caso di prelievi fuori punta e di avvio di nuovi punti di riconsegna;
- r) rivedere il meccanismo di riduzione del corrispettivo regionale applicato ai punti localizzati entro 15 km dalla rete nazionale; in particolare prevedere l'applicazione di un corrispettivo minimo a prescindere dalla distanza del punto di riconsegna;
- s) confermare le modalità di determinazione dei corrispettivi relativi alla capacità interrompibile;
- t) introdurre elementi di ulteriore flessibilità nell'applicazione di coefficienti di riproporzionamento dei corrispettivi nei casi di allocazione di capacità per periodi inferiori all'anno, prevedendo la definizione di un coefficiente per l'allocazione della capacità su base giornaliera;
- u) nelle more della definizione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto, applicare un corrispettivo transitorio per la remunerazione del servizio di misura del trasporto gas svolto dalle imprese di trasporto;
- v) confermare le modalità di determinazione del corrispettivo per la copertura dei costi del servizio di misura del trasporto, prevedendo l'applicazione di un corrispettivo alla capacità impegnata nei punti di riconsegna;
- w) confermare l'allocazione in natura dei quantitativi di gas a copertura delle perdite di rete e dei consumi delle centrali di compressione;
- x) confermare i criteri di aggiornamento delle quote parti di ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto, agli ammortamenti, e ai costi operativi riconosciuti adottati nel terzo periodo di regolazione.

7.2 Con la deliberazione 514/2013/R/GAS, l'Autorità ha inoltre avviato procedimenti in materia di:

- a) criteri di incentivazione dei nuovi investimenti secondo logiche di selettività;
- b) riduzione delle perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

7.3 Il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di incentivazione dei nuovi investimenti è finalizzato ad applicare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti in nuove infrastrutture, in modo da assicurare la realizzazione delle infrastrutture che consentano un maggiore contributo allo sviluppo della concorrenza, alla sicurezza del sistema nazionale del gas e alla diversificazione delle fonti d'approvvigionamento.

7.4 Il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contenimento delle perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto è finalizzato ad assicurare una corretta manutenzione e gestione degli impianti nella titolarità delle imprese di distribuzione e dei clienti finali allacciati alla rete di trasporto.

7.5 Infine è stato previsto che, nel corso del periodo di regolazione 2014-2017, l'Autorità adegui le modalità di allocazione delle capacità di trasporto e la struttura dei corrispettivi in modo

da assicurare la coerenza dei suddetti con le indicazioni del codice di rete europeo redatto ai sensi del Regolamento n. 715/2009, con le esigenze di promozione e corretto funzionamento dei mercati del gas e dell'energia elettrica in ambito nazionale e comunitario.

8. Durata del periodo di regolazione

- 8.1 L'Autorità ha confermato la durata del periodo di regolazione pari a quattro anni. Nel corso del procedimento di consultazione, è stata proposta l'estensione a sei anni del periodo di regolazione, in analogia a quanto proposto per il servizio di distribuzione e successivamente approvato con deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS). Tuttavia, 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 (cfr. Capitolo 13). Pertanto, l'eventuale estensione della durata del periodo regolatorio a sei 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 dei Codici di rete adottati in ambito comunitario.
- 8.2 Fermo restando quanto sopra, in analogia con il settore elettrico e con il servizio di distribuzione del gas naturale, è stato introdotto un meccanismo di aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, a valere per gli anni 2016 e 2017 (cfr. paragrafo 9.39).

9. Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale

- 9.1 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.
- 9.2 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.
- 9.3 Pertanto, nel primo anno del periodo di regolazione il ricavo di riferimento dell'impresa di trasporto (RT) è dato dalla somma di:
- a) remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori ($RT_{capitale}$), pari al prodotto tra il tasso di remunerazione del capitale investito e il capitale investito netto riconosciuto (di seguito anche richiamato come CIR);
 - b) remunerazione addizionale del capitale investito riconosciuto per i nuovi investimenti sostenuti a partire dal secondo periodo di regolazione (RNI), pari al prodotto tra la remunerazione addizionale del capitale investito e il capitale investito netto riconosciuto riconducibile alle categorie incentivate;
 - c) ammortamenti economico-tecnici (RT_{amm});
 - d) costi operativi riconosciuti (RT_{CO}).

Capitale investito riconosciuto

- 9.4 Il riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni avviene a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema, realizzati secondo criteri di economicità e siano inclusi nel Piano decennale di sviluppo, predisposto ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11.

- 9.5 In sede di fissazione del valore del *CIR* per il quarto periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette (*AIN*);
 - b) immobilizzazioni in corso (*LIC*);
 - c) capitale circolante netto (*CCN*);
 - d) trattamento di fine rapporto.
- 9.6 Ai fini della valutazione delle immobilizzazioni nette è stato confermato il 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.
- 9.7 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione è determinato, sulla base delle disposizioni di cui ai commi 3.4 e 3.5 dell'Allegato A alla deliberazione 514/2013/R/GAS, mediante l'applicazione del metodo del costo storico rivalutato con riferimento al capitale riconosciuto rilevato contabilmente al 31 dicembre 2012.
- 9.8 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo rilevante per l'anno 2014 è confermato 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. In analogia con quanto previsto dalla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, il deflatore è riferito all'anno precedente a quello di presentazione della proposta tariffaria: per il calcolo dei ricavi relativi all'anno 2014, si è utilizzato pertanto un deflatore con base pari a 1 nell'anno 2013.
- 9.9 In merito alla valutazione del capitale circolante netto (*CCN*), in analogia a quanto disposto per il settore della rigassificazione e della distribuzione del gas naturale, in un'ottica di continuità, è stato confermato un metodo parametrico, che tiene conto del valore lordo delle immobilizzazioni, anziché del valore netto, in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto; in particolare, il valore del *CCN* è stato fissato pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo.
- 9.10 Ai fini del calcolo dell'attivo immobilizzato netto, i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati per la realizzazione delle infrastrutture di trasporto sono trattati come una posta rettificativa del patrimonio netto, e sono pertanto portati in detrazione al valore delle immobilizzazioni.
- 9.11 Ai soli fini del calcolo della componente di ricavo addizionale per la remunerazione di nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2014, l'attivo immobilizzato netto è calcolato senza sottrarre i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici e privati, inclusi quelli ottenuti nell'ambito delle procedure di allocazione dei costi di cui all'articolo 12 del Regolamento (UE) n. 347/2012 del 16 aprile 2012.
- 9.12 In analogia con quanto deliberato per il servizio di distribuzione del gas naturale, i contributi pubblici sono assoggettati a forme di degrado, definite coerentemente con quelle applicate alle rispettive categorie di cespiti cui il contributo è associato.
- 9.13 Al fine di tenere conto di eventuali modifiche delle vite utili regolatorie applicate in ciascun periodo di regolazione, la ricostruzione del fondo di ammortamento è avvenuta considerando la vita utile dei cespiti in vigore in ciascun periodo di regolazione, ed è effettuata attraverso l'applicazione di percentuali di degrado.
- 9.14 L'impresa di trasporto che svolge il servizio di trasporto mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa considera, ai fini del calcolo dell'attivo immobilizzato

netto, gli incrementi patrimoniali relativi ai cespiti utilizzati per lo svolgimento del servizio di trasporto presenti nei libri contabili di detti soggetti.

Riconoscimento degli oneri finanziari

- 9.15 In relazione al tema della capitalizzazione degli oneri finanziari è necessario rilevare che, se dal punto di vista del bilancio aziendale tale pratica consente di attribuire con maggior precisione i costi connessi alla realizzazione di un determinato cespite in modo da migliorare la rappresentazione contabile dell'impresa, da un punto di vista regolatorio porterebbe al doppio riconoscimento del costo di finanziamento che, come evidenziato anche in seguito, è già coperto tramite la remunerazione del CIR.
- 9.16 Pertanto si conferma il mancato riconoscimento, per gli operatori che esercitano a regime la propria attività, di eventuali oneri finanziari capitalizzati, per i quali è già prevista una copertura implicita nel tasso di remunerazione del capitale di debito che concorre a determinare il WACC, e sono riconosciuti solamente eventuali IPCO¹ che si generano precedentemente al riconoscimento tariffario per la specifica impresa, purché capitalizzati.

Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 9.17 L'Autorità ha dato continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi regolatori per la definizione del livello di remunerazione del capitale investito, in modo da assicurare alle imprese di trasporto le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e di debito, della propria attività.
- 9.18 In particolare, il tasso di rendimento del CIR è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata nei precedenti periodi regolatori e in coerenza con il settore elettrico, che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali.

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

dove:

- *Ke* è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- *E* è il capitale di rischio;
- *D* è l'indebitamento;
- *Kd* è il tasso di rendimento nominale del capitale di debito;
- *tc* 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;
- *rpi* è il tasso di inflazione.

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

- 9.19 Nel corso della consultazione, l'Autorità ha sottoposto a consultazione la possibilità di incrementare il valore del parametro *D/E* per riflettere la struttura finanziaria delle imprese di trasporto nazionali e internazionali registrata nel corso del terzo periodo di regolazione, e

¹ Interessi passivi in corso d'opera.

in particolare il maggiore ricorso al capitale di debito da parte delle imprese del settore². Tuttavia, l’Autorità ha ritenuto opportuno confermare il valore del parametro *D/E* utilizzato nel terzo periodo di regolazione, pari a 0,8, privilegiando considerazioni di continuità e di orientamento a livelli di indebitamento tendenzialmente stabili.

Rendimento del capitale di rischio (*Ke*)

9.20 In analogia con il terzo periodo di regolazione e con gli altri servizi regolati, l’Autorità ha determinato il rendimento atteso del capitale di rischio applicando il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Il modello implica che il rendimento atteso dall’investimento in un’attività sia linearmente correlato con il coefficiente β , secondo la formula:

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

9.21 Pertanto, il rendimento atteso da un generico investimento nel mercato azionario (*Ke*) 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;
- 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)

9.22 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio r_f da assumere come base per la determinazione del *WACC*, si è confermato l’utilizzo della media degli ultimi 12 mesi disponibili (novembre 2012 – ottobre 2013) dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d’Italia³. Il tasso delle attività prive di rischio è stato pertanto fissato pari al 4,41%.

9.23 Nell’ambito della riforma che l’Autorità intende condurre in merito alla revisione complessiva delle modalità di determinazione del *WACC*, 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 inflazione⁴. Infatti, 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 rischio⁵. Nel corso degli ultimi anni i tassi di rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevati dalla Banca d’Italia hanno fatto registrare un significativo incremento della volatilità, anche in relazione all’emergere di valutazioni da parte degli analisti di un non trascurabile rischio paese. Pertanto, nel tasso di rendimento del *BTP* decennale appare già incorporata una componente di rischio non trascurabile.

Premio per il rischio di mercato (*ERP*)

9.24 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”.

² Nel campione considerato, il rapporto *D/E* desumibile dai dati contabili risulta sistematicamente superiore ad 1.

³ Tavola TDEE0115, Rendimento dei titoli di stato guida.

⁴ Si ricorda che tale ipotesi è stata proposta al paragrafo 13.12 del DCO 164/2013/R/GAS.

⁵ Relazione Annuale della Banca d’Italia 2006.

- 9.25 La definizione di tale rendimento richiede l'esplicitazione di attese riguardo al rendimento stesso del "portafoglio di mercato": il premio al rischio è dunque una richiesta *ex ante* dell'investitore, che risulta dalla differenza tra il rendimento atteso di mercato ed il rendimento atteso del titolo privo di rischio.
- 9.26 In merito al valore assunto dall'*ERP*, l'Autorità, anche in un'ottica di continuità con le scelte recentemente adottate nelle altre attività regolate e in assenza di elementi tali da giustificare una variazione dell'*ERP*, ha confermato il valore applicato per gli altri servizi regolati, pari al 4%.

Rischio sistematico (β)

- 9.27 Il parametro β è una misura del rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all'attività considerata e non connaturato 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.
- 9.28 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, in quanto è stato ipotizzato che le due attività fossero caratterizzate da un profilo di rischio sostanzialmente comparabile.
- 9.29 In continuità con il terzo periodo di regolazione e in analogia con il servizio di trasmissione di energia elettrica, anche in considerazione del fatto che il profilo di rischio nel quarto periodo di regolazione è stato reso ulteriormente comparabile con il settore elettrico grazie all'introduzione di un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile (cfr. paragrafi da 18.3 a 18.5), l'Autorità ha adottato il valore di $\beta_{unlevered}$ pari a 0,36.
- 9.30 In virtù del rapporto *D/E* adottato per la determinazione del *WACC*, il valore *levered* del β risulta pari a 0,575.

Costo del debito (Kd)

- 9.31 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:

- 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.
- 9.32 L'Autorità ha confermato un valore di 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.

Aliquota teorica di incidenza delle imposte e scudo fiscale (T e tc)

- 9.33 L'Autorità ha stabilito il valore del parametro T relativo all'aliquota teorica di incidenza delle imposte pari a 35,7%.
- 9.34 Ai fini della definizione del parametro T , l'Autorità non ha ritenuto dovessero 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.
- 9.35 Con riferimento al livello dello scudo fiscale (tc), l'Autorità ha determinato tale livello in misura pari a 27,5%, corrispondente a quello dell'aliquota dell'IRES, in analogia con gli altri servizi regolati. 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.
- 9.36 Ai fini della determinazione del parametro tc , l'Autorità non ha ritenuto dovesse essere definita l'aliquota di incidenza delle imposte sulla base delle imposte effettivamente pagate (*cash tax rate*), tenendo quindi conto delle politiche fiscali adottate da ciascuna impresa. Tale approccio potrebbe infatti favorire comportamenti opportunistici da parte dei soggetti regolati.

Tasso d'inflazione (rpi)

- 9.37 L'Autorità ha definito il livello del tasso di inflazione per il quarto periodo di regolazione pari al 1,8%, sulla base delle indicazioni contenute nel Documento di Economia e Finanza 2013, nonché delle stime di breve-medio periodo pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali, anche al fine di riflettere l'impatto dell'attuale congiuntura economica sull'andamento del tasso di inflazione.

Determinazione del WACC per il terzo periodo di regolazione

- 9.38 Sulla base dei parametri precedentemente indicati si arriva all'individuazione di un valore del WACC reale *pre tax* per il servizio di trasporto e dispacciamento pari al 6,3%, come riassunto in Tabella 1.

Aggiornamento del tasso di remunerazione in corso di periodo di regolazione

- 9.39 L'Autorità ha introdotto una revisione biennale del WACC al fine di tenere conto della volatilità degli indicatori macroeconomici derivante dalla congiuntura economico finanziaria. In particolare, il valore del tasso di remunerazione è aggiornato entro il 15 settembre 2015, ai fini della sua applicazione a valere dal 1 gennaio 2016 fino al 31 dicembre 2017, mantenendo fissi tutti i parametri rilevanti per il calcolo del WACC ad eccezione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, fissato pari alla media del periodo settembre 2014-agosto 2015 del rendimento lordo del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia.

Time lag nel riconoscimento degli investimenti

- 9.40 L'Autorità, al fine di sterilizzare la riduzione della remunerazione effettiva dovuta al ritardo regolatorio (*time lag*) nel riconoscimento dei nuovi investimenti, che comporta di fatto un impatto negativo sul valore attualizzato netto dell'investimento, ha introdotto 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.

9.41 Sulla base delle stime effettuate, e in analogia con il settore elettrico, l’Autorità ha fissato tale maggiorazione del WACC per un valore pari a 1%.

Remunerazione addizionale dei nuovi investimenti

9.42 Come meglio descritto in seguito (cfr. paragrafi da 13.6 a 13.8), i nuovi investimenti rientranti in determinate categorie incentivate possono beneficiare di una remunerazione addizionale per un determinato numero di anni dall’entrata in esercizio.

Tabella 1 – Parametri per la determinazione del WACC

Parametro	Descrizione	Valori
D/E	Rapporto Debt/Equity	0,80
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,41%
DRP	Debt Risk Premium	0,45%
K_d	Rendimento capitale di debito	4,86%
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico dell’attività	0,575
ERP	Premio per il rischio di mercato	4,00%
T	Aliquota fiscale	35,70%
tc	Scudo fiscale	27,50%
r_{pi}	Inflazione tendenziale media	1,80%
$WACC_{reale, pre-tax}$	Costo medio ponderato del capitale	6,3%

Quota di ammortamento

9.43 L’Autorità ha confermato i valori delle durate convenzionali dei cespiti già utilizzati nel terzo periodo di regolazione, ad eccezione dell’allineamento agli altri servizi regolati della durata della categoria di cespiti immobilizzazioni immateriali, che è stata ridotta da 10 a 5 anni.

9.44 La quota di ammortamento è calcolata sottraendo all’attivo immobilizzato lordo eventuali contributi in conto capitale erogati da soggetti pubblici o privati. I contributi sono soggetti a degrado come le immobilizzazioni.

Costi operativi

9.45 L’Autorità, per la determinazione delle tariffe per l’anno 2014, in continuità con il precedente periodo di regolazione, ha fatto riferimento ai costi sostenuti dalle imprese nell’esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, vale a dire l’anno 2012.

9.46 Le informazioni relative a tali costi sono desunte:

- a) dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi del Testo Integrato *Unbundling (TIU)*;
- b) dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell’Autorità e inviati agli esercenti;
- c) da una valutazione di coerenza con i costi degli anni precedenti per evitare il riconoscimento di costi non ricorrenti.

9.47 I costi operativi riconosciuti comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente sostenute nell’esercizio 2012 ed attribuite al servizio di trasporto, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate.

9.48 Non sono ricompresi nei costi operativi riconosciuti, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le seguenti voci di costo:

- a) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di trasporto di proprietà di altre imprese;
- b) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri;
- c) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
- d) gli oneri straordinari;
- e) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
- f) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente;
- g) i costi relativi al gas acquistato per gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato;
- h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
- i) i costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo alle imprese di trasporto la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- j) i costi correlati al servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio, dovuti a emergenze le cui cause rientrino tra quelle di cui al comma 15.1, lettera c), della *RQTG* per il periodo 2014-2017.

9.49 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti nell'anno 2014, in coerenza con il terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato il principio della simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi fissati ad inizio del terzo periodo di regolazione dall'Autorità.

9.50 Pertanto, nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2012 risultino inferiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2012, i costi operativi, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono calcolati con la seguente formula:

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

dove:

- COR_{14} è il livello dei costi operativi riconosciuto 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 dalle imprese nel corso del secondo periodo di regolazione;
- $PS2_{12} = 0,5 \cdot \left[COR_{12} - \frac{6}{9} PS1_{08} \cdot (1 + RPI_{09} - X) \cdot \prod_{i=10}^{12} (1 + RPI_i) - COE_{12} \right]$ è la simmetrica ripartizione tra imprese e utenti delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del terzo periodo di regolazione, dove COR_{12} sono i ricavi tariffari conseguiti nell'anno 2012, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario variabile CV d'impresa e il volume di gas pari a 75.732.015.679 metri cubi standard;
- 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 2,1% per l'anno 2014.

9.51 Nel caso invece in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, è stata prevista l'introduzione di un meccanismo che permetta di contemperare le considerazioni di equilibrio economico finanziario delle imprese, almeno nel breve periodo, con un adeguato incentivo al recupero di efficienze, confermando gli obiettivi di efficientamento precedentemente individuati. Pertanto, nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2012 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2012, al netto della quota residua di *profit sharing*, il costo operativo riconosciuto è determinato sulla base di una media tra il costo operativo effettivo e il costo operativo riconosciuto nell'anno di riferimento, secondo la seguente formula:

$$COR_{14} = \left[COE_{12} + \frac{4}{9} PS1_{08} \cdot (1 + RPI_{09} - X) \cdot \prod_{i=10}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{4}{5} PS2_{12} \right] \cdot \prod_{i=13}^{14} (1 + RPI_i)$$

dove:

- $PS2_{12}$ è calcolato secondo le medesime modalità di cui al paragrafo 9.50, e assume valore negativo.

10. Ricavi per il bilanciamento della rete

10.1 L'Autorità, in continuità con i precedenti periodi di regolazione, ha previsto l'inclusione nei ricavi riconosciuti di un'ulteriore componente di ricavo *RA*, pari al costo riconosciuto dei servizi per il bilanciamento del sistema, determinata come somma delle seguenti voci:

- a) costi relativi alle prestazioni di stoccaggio, calcolati in base ai requisiti di iniezione, erogazione e volume di gas da stoccaggio necessari al bilanciamento del sistema e alle tariffe di stoccaggio;
- b) costo del capitale relativo ai volumi di gas immobilizzati a stoccaggio, pari al prodotto del tasso di remunerazione del capitale e il valore regolatorio del gas immobilizzato;

10.2 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.

11. Trattamento delle perdite di rete, del gas di autoconsumo e del gas non contabilizzato

Perdite di rete

11.1 L'Autorità, per il quarto periodo di regolazione, ha definito i livelli standard delle perdite di rete determinati a partire dai dati disponibili in letteratura⁶, al fine di garantire maggiore trasparenza ed efficienza, nonché uniformità tra i criteri adottati dai diversi operatori, nella quantificazione del gas necessario alla copertura delle perdite di rete.

⁶ La definizione dei livelli standard delle perdite è stata effettuata con il supporto tecnico-scientifico del Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICEM) dell'Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale. Il Dipartimento DICEM ha svolto a tal fine anche un'attività di accertamento documentale sui dati forniti dalle imprese di trasporto e di verifica tecnica in campo sui livelli di emissione.

- 11.2 Nell'ambito del documento per la consultazione 164/2013/R/GAS, l'Autorità ha proposto l'adozione di un approccio che considera in modo dettagliato i componenti/sistemi impiantistici della rete (valvole, impianti per la regolazione e misura, centrali di compressione, ecc.) e nell'individuare, per ciascun componente/sistema impiantistico, le tipologie di perdite ad essi associate, ovvero le emissioni fuggitive⁷, le emissioni pneumatiche⁸ e le emissioni cosiddette da ventato⁹.
- 11.3 Al riguardo, l'Autorità ha proposto l'adozione del metodo GRI-EPA¹⁰ della stima dei fattori medi di emissione di ciascun componente, che rappresenta il riferimento internazionale più importante per diffusione per la stima delle perdite sulle reti del gas.
- 11.4 L'applicazione di tale metodo richiede che siano noti i componenti dell'impianto in esame ed il fattore medio di emissione specifico relativo a ciascun componente.
- 11.5 Con particolare riferimento alle emissioni fuggitive e pneumatiche, l'emissione totale annua di gas naturale dalla rete di trasporto può essere valutata mediante la seguente equazione:

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

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*.
- 11.6 Nell'ambito della consultazione è emersa una generale condivisione per le proposte formulate dall'Autorità, ma è stata contestualmente segnalata l'esigenza di adottare una metodologia che consenta di stimare il livello di perdite riconosciuto in maniera uniforme tra tutte le imprese di trasporto.
- 11.7 Nell'ambito del documento per la consultazione 330/2013/R/GAS, l'Autorità ha confermato l'applicazione del metodo GRI-EPA per la determinazione del livello di perdite riconosciuto. In particolare, l'Autorità ha proposto l'applicazione di tale modello con un livello di approfondimento cosiddetto *Tier 2*, che considera il livello di emissione medio di elementi di rete aggregati in macrosistemi (ad esempio condotte, impianti di regolazione e riduzione, centrali di compressione, ecc.).
- 11.8 Tale livello di dettaglio è stato ritenuto preferibile al livello più accurato (cosiddetto *Tier 3*, che considera il livello di emissione medio associato a ciascun componente di rete anziché agli elementi di rete aggregati in macrosistemi), in quanto consente di raggiungere gli obiettivi trasparenza e uniformità nell'individuazione dei livelli di perdita, mantenendo

⁷ 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; tale 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.

⁸ 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.

⁹ 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).

¹⁰ Gas Research Institute – U.S. Environmental Protection Agency.

contestualmente un adeguato livello di rappresentazione della realtà delle imprese di trasporto e una maggiore semplicità amministrativa. Tale metodologia, a differenza della metodologia *Tier 3*, è peraltro applicabile in maniera omogenea a tutte le imprese di trasporto, incluse le imprese di trasporto regionale che spesso non dispongono di informazioni sufficientemente dettagliate in merito alla propria consistenza impiantistica.

- 11.9 Con riferimento alle emissioni da ventato, l’Autorità ha proposto di determinare il livello di gas riconosciuto in modo proporzionale alla lunghezza della rete (Smc/km/a) e alla potenza delle centrali di compressione (Smc/MW/a).
- 11.10 L’Autorità, con la deliberazione 514/2013/R/GAS, ha confermato le proposte formulate nell’ambito della consultazione, definendo il livello ammesso delle perdite di rete sulla base di specifici fattori di emissione per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, al fine di fornire incentivi al contenimento delle medesime.
- 11.11 In particolare, è stato adottato il metodo GRI-EPA, sulla base del livello di approfondimento *Tier 2*, considerando:
- i fattori di attività relativi agli elementi componenti dell’impianto di rete, come comunicati da ciascuna impresa di trasporto;
 - i fattori di emissione efficienti riportati in Tabella 2, differenziati in funzione della pressione massima effettiva di esercizio.
- 11.12 I fattori di emissione adottati sono stati determinati assumendo come riferimento i dati stimati dall’impresa maggiore di trasporto con riferimento al periodo 2009-2012, che risultano sostanzialmente inferiori, ad eccezione delle emissioni relative agli impianti di regolazione e misura (REMI), ai *benchmark* disponibili a livello internazionale e negli studi di settore¹¹.
- 11.13 Con particolare riferimento alle emissioni dagli impianti di regolazione e misura (REMI), gli approfondimenti di natura tecnica hanno evidenziato che:
- una percentuale notevole (più del 50%) delle emissioni fuggitive complessivamente stimate sulle reti di trasporto è riconducibile a questa tipologia di impianti, con livelli medi di emissione ad essi associati notevolmente superiori a quelli riscontrati nei *benchmark* di riferimento;
 - nell’ambito degli impianti di regolazione e misura, un livello di emissione relativamente più elevato è stato riscontrato nelle stazioni REMI nella titolarità dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, che evidenziano un inadeguato livello di manutenzione di tali impianti; al contrario, nelle stazioni REMI nella titolarità delle imprese di distribuzione si riscontrano livelli di emissioni decisamente inferiori ed in linea con i valori di *benchmark*.
- 11.14 Alla luce di tali evidenze, dalle quali emergono elevati margini di efficientamento di tali perdite fuggitive nelle cabine REMI a seguito di opportuni e adeguati piani di manutenzione, l’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere un percorso di efficientamento del fattore di emissione fuggitivo relativo alle stazioni REMI che, entro la conclusione del periodo regolatorio, conduca a valori in linea con i *benchmark* disponibili (Tabella 3).

¹¹ Ai fini della verifica sono stati considerati diversi *benchmark* di riferimento, tra cui: *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, *Marcogaz (Technical Association of the European Natural Gas Industry)*, *Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation (CEPEI)*, *International Gas Union (IGU)*, *Environmental Protection Agency (EPA)*.

Tabella 2 – Fattori di emissione efficienti

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

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

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

Tabella 3 – Fattori di emissione fuggitivi efficienti di Stazioni di Regolazione e Misura

Emissioni Fuggitive	2014	2015	2016	2017	
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI), con pressione di esercizio P≥12 bar	3 500	2 000	500	500	Smc/sorgente/a
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI), con pressione di esercizio P<12 bar	350	200	50	50	Smc/sorgente/a

11.15 Contestualmente all'adozione del percorso di efficientamento del fattore di emissione fuggitivo relativo alle stazioni REMI, con la medesima deliberazione 514/2013/R/GAS, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contenimento delle perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto, al fine di assicurare una corretta manutenzione e gestione degli impianti nella titolarità delle imprese di distribuzione e dei clienti finali allacciati alla rete di trasporto. In particolare, il procedimento è finalizzato a:

- a) definire un protocollo per la corretta manutenzione dei componenti e delle apparecchiature che costituiscono gli impianti di regolazione e misura dei punti di riconsegna della rete di trasporto;
- b) introdurre meccanismi di penalità per i soggetti titolari degli impianti di regolazione e misura in caso di accertamento di natura documentale del mancato rispetto del protocollo di manutenzione di cui alla precedente lettera a), finalizzati a responsabilizzare tali soggetti verso l'effettuazione di adeguati piani di manutenzione.

11.16 Inoltre, l'Autorità ha previsto che l'impresa maggiore di trasporto:

- a) entro il 31 marzo 2014, sottoponga all'Autorità una proposta in materia di modalità e procedure per l'accertamento di natura documentale degli adempimenti in materia di piani di manutenzione di tutti i componenti che costituiscono gli impianti di regolazione e misura nei punti di riconsegna della rete di trasporto;
- b) entro il 31 dicembre 2015, provveda ad effettuare, con il supporto di soggetti terzi indipendenti, specifiche campagne di misura su un campione significativo di impianti di regolazione e misura, al fine di aggiornare i livelli di emissione efficienti in funzione della realtà impiantistica della rete di trasporto.

Gas di autoconsumo

11.17 Per il trattamento del gas di autoconsumo¹², l'Autorità ha mantenuto le disposizioni in vigore nel terzo periodo di regolazione, che prevedono il riconoscimento in natura dei quantitativi effettivamente utilizzati dalle imprese di trasporto.

11.18 In particolare, le imprese di trasporto definiscono *ex ante*, sulla base degli assetti di rete previsti, i quantitativi di gas necessari alla copertura degli autoconsumi, prevedendo contestualmente meccanismi di conguaglio per regolare gli scostamenti tra i quantitativi previsti e quelli effettivamente utilizzati e misurati.

Gas non contabilizzato

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

12. Ricavi di riferimento per le nuove imprese di trasporto

Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto

12.1 Per le imprese di trasporto che avviano l'attività di trasporto nel corso del quarto periodo di regolazione attraverso nuove reti di trasporto, la determinazione dei ricavi di riferimento per il primo anno di effettiva erogazione del servizio di trasporto avviene sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria.

12.2 In continuità con il precedente periodo regolatorio, nel calcolo dei ricavi di riferimento:

¹² È il quantitativo di gas misurato per gli usi dell'impresa, incluso il gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e per il preriscaldamento del gas.

- a) non si tiene 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;
 - b) sono inclusi gli eventuali *IPCO* sostenuti fino all'anno di avviamento dell'erogazione del servizio di trasporto, purché capitalizzati.
- 12.3 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.
- 12.4 Per il terzo anno, i costi operativi sono calcolati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*.

13. Criteri di incentivazione per lo sviluppo efficiente della rete di trasporto

Incentivazione di tipo output-based

- 13.1 L'Autorità, con la deliberazione 514/2013/R/GAS, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di incentivazione dei nuovi investimenti, al fine di applicare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti in nuove infrastrutture, in modo da assicurare la realizzazione delle infrastrutture che consentano un maggiore contributo allo sviluppo della concorrenza, alla sicurezza del sistema nazionale del gas e alla diversificazione delle fonti d'approvvigionamento.
- 13.2 L'Autorità nei precedenti periodi di regolazione ha incentivato la realizzazione di nuovi investimenti attraverso una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, con lo scopo di fornire segnali economici alle imprese al fine di assicurare un adeguato sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas.
- 13.3 Tale meccanismo non consente, tuttavia, 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.
- 13.4 L'Autorità intende pertanto 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 (meccanismi di tipo *output-based*), in coerenza con l'obiettivo di migliorarne la selettività 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.
- 13.5 Inoltre, l'Autorità intende privilegiare, per quanto possibile, procedure di mercato volte a verificare la disponibilità da parte degli utenti ad utilizzare le nuove infrastrutture di trasporto, al fine di sostenere selettivamente la realizzazione di infrastrutture maggiormente necessarie.

Remunerazione aggiuntiva dei nuovi investimenti

- 13.6 In attesa della definizione di meccanismi di incentivazione di tipo *output-based*, è applicato un regime transitorio di incentivazione, per il periodo 2014-2015, analogo a quello applicato nel terzo periodo di regolazione prevedendone tuttavia una semplificazione attraverso una limitata ridefinizione delle categorie di investimento incentivate e della maggiore remunerazione.

- 13.7 In particolare:
- a) 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;
 - b) tutti gli investimenti riconducibili allo sviluppo di nuova capacità di importazione o esportazione sono stati aggregati in un'unica categoria di investimenti.
- 13.8 Pertanto, per il periodo 2014-2015, ai nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2014 sono applicati i seguenti tassi di remunerazione addizionale:
- a) $T_{(4)}=1$ investimenti di sostituzione: 0%;
 - b) $T_{(4)}=2$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale: 1% per 7 anni;
 - c) $T_{(4)}=3$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale: 1% per 10 anni;
 - d) $T_{(4)}=4$ investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione e/o esportazione: 2% per 10 anni.

Incentivazione alla minimizzazione dei costi compensativi ambientali

- 13.9 Per quanto riguarda il trattamento delle spese di investimento derivanti da costi compensativi ed ambientali è confermato il meccanismo volto al contenimento di dette spese in vigore nel terzo periodo di regolazione.
- 13.10 Tale meccanismo prevede che, nel caso in cui i costi compensativi ambientali siano superiori ad un soglia efficiente, individuata dall'Autorità, si preveda un progressiva riduzione della maggiorazione al tasso di remunerazione applicata ai nuovi investimenti.
- 13.11 Nell'ipotesi di introduzione di meccanismi di incentivazione di tipo *output-based*, il meccanismo di minimizzazione dei costi compensativi ambientali sarà adeguato di conseguenza in quanto è attualmente basato su una riduzione del tasso di maggiore remunerazione dei nuovi investimenti.

Individuazione del livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti

- 13.12 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.
- 13.13 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. Pertanto, al fine di risolvere alcune di queste problematiche, ha previsto l'introduzione di un sistema di monitoraggio dell'evoluzione della spesa sostenuta per nuovi investimenti, prevedendo la raccolta di informazioni specifiche in merito all'andamento della spesa per gli investimenti a livello aggregato.
- 13.14 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*.

Accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo premi e penalità

- 13.15 L'Autorità, con deliberazione ARG/gas 156/11, ha introdotto un meccanismo incentivante per l'accelerazione degli investimenti nella rete di trasporto, applicato in via sperimentale relativamente agli investimenti realizzati negli anni 2012 e 2013.
- 13.16 La revisione del meccanismo di accelerazione dei nuovi investimenti è demandata a un successivo provvedimento, al termine del periodo di sperimentazione; il tema sarà comunque oggetto di una specifica consultazione, che sarà avviata nel corso del secondo semestre del 2014.
- 13.17 Nell'ipotesi di introduzione di meccanismi di incentivazione di tipo *output-based*, le modalità di applicazione degli incentivi per l'accelerazione degli investimenti (se confermati) potrebbero comunque dover essere riviste al fine di assicurare la coerenza complessiva degli strumenti di regolazione adottati.

14. Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di misura del trasporto del gas naturale

- 14.1 Ai fini della determinazione delle componenti di costi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale investito riconosciuto e degli ammortamenti per il servizio di misura del trasporto, si applicano i medesimi criteri del servizio di trasporto.
- 14.2 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, le due attività continueranno ad essere svolte congiuntamente.
- 14.3 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del trasporto si applicano 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.
- 14.4 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 riconosciuti 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 2,1% per l'anno 2014.

15. Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento

- 15.1 Per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato l'applicazione dei fattori correttivi FC^N_t e FC^R_t per la garanzia dei ricavi di riferimento, ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari di capacità. I fattori correttivi sono calcolati ai sensi dei successivi paragrafi 19.8 e 19.9, per un ammontare fino al 2% dei ricavi di riferimento per la rete

nazionale di gasdotti ($RT^N + RA - RD_{t-2} - RSC_{t-2}^N$) e per la rete regionale di gasdotti ($RT^R - RSC_{t-2}^R$). Gli importi eccedenti tale soglia sono considerati ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari di capacità ripartendo l'ammontare su quattro anni successivi, tenuto conto della rivalutazione annua.

- 15.2 Nel calcolo dei ricavi effettivi, *REF*, si terrà conto anche di eventuali ricavi addizionali riscossi dalla società di trasporto percepiti ai sensi di disposizioni stabilite dal codice di rete.

16. Ripartizione dei ricavi tra rete nazionale e rete regionale

- 16.1 Ai fini della ripartizione dei ricavi tra rete nazionale e rete regionale di gasdotti, i ricavi sono ripartiti in proporzione al capitale investito e alla quota di ammortamento dei cespiti relativi alla rete nazionale e regionale.
- 16.2 Le quote di ricavo riconducibili al costo riconosciuto del capitale investito netto ($RT_{capitale}$ e RNI) sono ripartite nelle seguenti quote di ricavo:
- $RT_{capitale}^N$ e RNI^N , proporzionalmente al capitale investito nella rete nazionale;
 - $RT_{capitale}^R$ e RNI^R , proporzionalmente al capitale investito nella rete regionale.
- 16.3 La quota di ricavo riconducibile agli ammortamenti riconosciuti (RT_{amm}) è ripartita nelle seguenti quote di ricavo:
- RT_{amm}^N , proporzionalmente agli ammortamenti relativi alla rete nazionale;
 - RT_{amm}^R , proporzionalmente agli ammortamenti relativi alla rete regionale.
- 16.4 I ricavi di riferimento RT sono suddivisi, per ciascuna impresa, nelle seguenti componenti:
- RT^N , pari alla somma delle quote di ricavi $RT_{capitale}^N$, RNI^N e RT_{amm}^N ;
 - RT^R , pari alla somma delle quote di ricavi $RT_{capitale}^R$, RNI^R , e RT_{amm}^R ;
 - RT^E , pari alla quota di ricavo riconducibile ai costi operativi RT_{CO} .

17. Struttura e articolazione tariffaria

Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base annuale

- 17.1 L'Autorità ha confermato la struttura tariffaria in vigore nel terzo periodo di regolazione. La tariffa di trasporto T per il servizio di trasporto continuo su base annuale per l'utente è data dalla seguente formula:

$$T = (K_e \cdot CP_e) + (K_u \cdot CP_u) + (K_r \cdot CR_r) + (V \cdot CV)$$

dove:

- K_e è la capacità conferita all'utente nel punto di entrata e della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- CP_e è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti relativo ai conferimenti nel punto di entrata e della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- K_u è la capacità conferita all'utente nel punto di uscita u della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- CP_u è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, relativo ai conferimenti nel punto di uscita u della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;

- K_r è la capacità conferita all'utente nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
 - CR_r è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
 - V è il quantitativo di gas immesso in rete, espresso in metri cubi;
 - CV è il corrispettivo unitario variabile, espresso in euro/metro cubo;
- 17.2 I corrispettivi unitari facenti parte della tariffa T sono espressi con riferimento a un metro cubo standard di gas alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15° C.
- 17.3 Ai fini della formulazione delle proposte tariffarie, l'impresa maggiore calcola i corrispettivi unitari di capacità CP_e , CP_u e CR_r e il corrispettivo unitario variabile CV sulla base delle disposizioni di cui ai successivi paragrafi da 17.4 a 17.26 secondo criteri di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

Corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti

- 17.4 Per quanto concerne le modalità di calcolo dei corrispettivi unitari, l'Autorità ha confermato i criteri generali in vigore nel terzo periodo di regolazione.
- 17.5 La metodologia prevede in primo luogo la determinazione dei costi di trasporto per ciascun tratta delle rete, vale a dire per ognuna combinazione di punti di entrata e punto fisico di uscita della rete.
- 17.6 La matrice di costo individuata, la cosiddetta matrice estesa, viene aggregata in una matrice ridotta, in cui i costi di tratta sono definiti per punto di entrata e punto di uscita tariffario (vale a dire per ciascuna delle sei aree di uscita geografiche e i punti di interconnessione con l'estero).
- 17.7 I corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti sono calcolati applicando un algoritmo che minimizza lo scostamento tra la somma dei corrispettivi associati a ciascuna tratta e i relativi i costi di trasporto.
- 17.8 La risoluzione dell'algoritmo è soggetta ai seguenti vincoli:
- sono escluse soluzioni nella quali i corrispettivi assumono valori negativi;
 - il 50% dei ricavi complessivi è attribuito ai corrispettivi di entrata e il 50% ai corrispettivi di uscita. Tale vincolo è finalizzato ad assicurare un'equa ripartizione dei costi tra punti di entrata e punti di uscita. La rete di trasporto costituisce infatti un unico sistema integrato: il sistema, nel suo complesso, è utilizzato sia per immettere gas che prelevarlo. Una identica ripartizione dei costi appare una soluzione equilibrata e razionale per definire tariffe che rispecchino il costo del servizio, oltre che essere in linea con gli orientamenti prevalenti che stanno emergendo a livello comunitario;
 - le differenze tra i valori dei corrispettivi unitari relativi ai punti di uscita contigui non devono superare il 30% del valore medio nazionale. Tale vincolo consente, come peraltro previsto dal decreto legislativo n. 164/00, di tenere conto della distanza in modo equilibrato, attenuando la differenziazione dei corrispettivi tra le aree geografiche contigue. In assenza di detto vincolo le tariffe applicate ai punti di riconsegna geograficamente vicini appartenenti ad aree differenti potrebbero risultare molto differenti, sollevando problemi di equità.
- 17.9 La metodologia adottata consente di tenere conto della distanza relativa dei diversi punti di entrata ed uscita dalla rete dal baricentro di mercato e, in tal modo, di definire tariffe che riflettono i costi del servizio.

- 17.10 Le tariffe applicate a ciascun punto, tuttavia, non riflettono il costo di trasporto relativo ad uno specifico percorso in quanto tale soluzione sarebbe perseguibile solo in un sistema di tariffe punto a punto. La tariffa, al contrario, riflette il costo medio di trasporto derivante da tutti i percorsi possibili del gas a partire dal punto di entrata o uscita considerato. In un sistema di tipo *entry-exit* gli utenti, prenotando capacità di entrata, acquisiscono il diritto ad immettere gas che può poi essere prelevato da qualunque altro punto della rete. Lo stesso principio vale per i punti di uscita.
- 17.11 In sede di consultazione alcuni operatori hanno evidenziato l'opportunità di incrementare il numero delle aree di uscita, al fine di assicurare una maggiore corrispondenza ai costi delle tariffe. Al riguardo si evidenzia che la massima aderenza ai costi sarebbe possibile solo mantenendo un numero di corrispettivi di uscita pari ai punti fisici di uscita della rete. Nel momento in cui, per semplificare il processo di conferimento della capacità e per assicurare il corretto funzionamento del mercato, si sceglie di aggregare i punti fisici in aree geografiche, è inevitabile ridurre il grado di corrispondenza ai costi delle tariffe. Tale soluzione è tuttavia inevitabile, in quanto solo attraverso l'aggregazione dei punti fisici in macro aree è possibile conseguire i benefici tipici del sistema *entry-exit*, vale a dire la possibilità di favorire lo sviluppo del mercato, attraverso la creazione di aree di scambio caratterizzate da un adeguato livello di liquidità. Peraltro, maggiore è il livello di aggregazione, maggiore è il contributo al livello di liquidità del mercato. La soluzione individuata dall'Autorità appare coerente con l'obiettivo di ottenere un equilibrio ragionevole tra il principio di corrispondenza ai costi e le esigenze di adottare un regime tariffario che favorisca lo sviluppo di un mercato concorrenziale.
- 17.12 Al fine di rendere più trasparenti i criteri di determinazione dei corrispettivi definiti dall'Autorità è stata prevista la pubblicazione della metodologia di calcolo da parte dell'impresa maggiore di trasporto sul proprio sito *internet*. Ulteriori elementi di dettaglio in merito alla determinazione dei corrispettivi sono disponibili nel suddetto documento.

Corrispettivi relativi alla rete regionale di trasporto

- 17.13 A partire dal primo periodo di regolazione è stato applicato un regime di riduzioni tariffarie per i punti di riconsegna localizzati entro 15 km della rete nazionale. Tale approccio, tuttavia, costituisce una potenziale discriminazione tra gli utenti del servizio in quanto prevede un corrispettivo basato sulla distanza per i punti localizzati entro 15 km dalla rete nazionale, mentre un corrispettivo a francobollo per gli altri punti. Tale criterio può risultare discriminatorio anche in considerazione dell'arbitrarietà nella scelta della distanza di riferimento dalla rete entro la quale sono applicate le riduzioni.
- 17.14 Al fine di superare tale criticità l'Autorità, in sede di consultazione, ha proposto l'adozione di un unico criterio per l'allocatione dei costi relativi alla rete di trasporto regionale, che consiste nell'applicazione di un corrispettivo a francobollo per tutti i punti della rete, indipendentemente dalla distanza del punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti.
- 17.15 Tale soluzione avrebbe consentito di superare il rischio di discriminazioni tra gli utenti, senza comportare alcuna criticità per il sistema del gas. In particolare l'ipotesi che l'eliminazione del regime di riduzioni comporti il rischio di realizzazione di nuove infrastrutture in eccesso non è condivisibile, in quanto gli utenti non possono trarre alcun beneficio di carattere tariffario dalla richiesta di nuovi allacciamenti.
- 17.16 Tuttavia, per garantire una sufficiente gradualità nell'eliminazione delle riduzioni tariffarie in vigore nel precedente periodo, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere, anche per tutto il quarto periodo di regolazione, una forma di riduzione, pur attenuata rispetto al passato, del corrispettivo regionale.

17.17 In particolare, è stato previsto di applicare ai punti localizzati entro 15 km della rete nazionale un valore minimo, a prescindere dalla distanza, pari ad almeno il 50% del corrispettivo integrale, e di prevedere un progressivo incremento del corrispettivo in funzione della distanza del punto di riconsegna.

17.18 Pertanto, ai fini della formulazione della proposta relativa al corrispettivo CR_r , l'impresa maggiore di trasporto:

a) calcola il corrispettivo unitario CR_r per tutti i punti di riconsegna che distano almeno 15 chilometri dalla rete nazionale di gasdotti, dove la distanza è pari alle lunghezze dei gasdotti come calcolate nel successivo paragrafo 17.19;

b) riduce, per i punti di riconsegna che distano meno di 15 chilometri dalla rete nazionale di gasdotti, il corrispettivo CR_r^D proporzionalmente alla minor distanza, secondo la formula:

$$CR_r^D = \frac{CR_r}{2} + \frac{D}{15} \times \frac{CR_r}{2}$$

dove :

- D è la distanza del punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti, espressa in chilometri, pari alle lunghezze dei gasdotti come calcolate ai sensi del paragrafo 17.19;

- CR_r è il corrispettivo per distanze non inferiori a 15 chilometri;

c) calcola i corrispettivi unitari CR_r e CR_r^D in modo che il prodotto di tali corrispettivi moltiplicati per le capacità previste in conferimento nei punti di riconsegna non sia superiore alla somma dei ricavi relativi alla rete regionale di tutte le imprese di trasporto; i corrispettivi unitari CR_r e CR_r^D sono da intendersi al lordo di eventuali riduzioni dei corrispettivi applicati dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione;

d) calcola i corrispettivi specifici d'impresa sulla base dei dati d'impresa di cui alla precedente lettera c), relativi alle quote di ricavo e alle capacità di trasporto.

17.19 Ciascuna impresa di trasporto calcola annualmente la distanza del punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti, nel seguente modo:

a) nel caso di impianti di distribuzione, come media aritmetica delle distanze dei punti di riconsegna che li alimentano;

b) nel caso di punti di riconsegna non compresi alla lettera a), come la distanza effettiva di ciascun punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti.

17.20 Rispetto al terzo periodo di regolazione, sono state eliminate le riduzioni applicate nei casi di avviamento di impianti termoelettrici e per i punti caratterizzati da prelievi fuori punta, al fine di applicare una tariffa maggiormente corrispondente ai costi del servizio.

Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base inferiore all'anno

17.21 Nei casi di conferimenti infrannuali di capacità disciplinati dal codice di rete dell'impresa di trasporto si applicano i corrispettivi di capacità riproporzionati su base giornaliera, applicando opportuni coefficienti moltiplicativi.

Tariffe per il servizio di trasporto interrompibile

17.22 L'impresa maggiore di trasporto rende disponibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero un servizio di trasporto interrompibile secondo le modalità definite nel Codice di rete applicando corrispettivi di capacità CP_e ridotti al fine di riflettere il rischio associato

all'interruzione del servizio, assicurando trasparenza e parità di trattamento agli utenti del servizio.

17.23 L'impresa maggiore di trasporto pubblica i criteri adottati per la determinazione delle capacità interrompibili e continue nei punti di entrata.

Corrispettivi unitari variabili

17.24 Il corrispettivo unitario variabile *CV* per il primo anno del periodo di regolazione è calcolato dall'impresa maggiore di trasporto dividendo la somma complessiva delle componenti di ricavi RT^E di tutte le imprese di trasporto per i volumi di riferimento, pari a 67.166.959.978 metri cubi standard.

17.25 Il corrispettivo unitario variabile specifico d'impresa per il primo anno del periodo di regolazione è calcolato dall'impresa maggiore dividendo la componente di ricavo RT^E di ciascuna impresa di trasporto per i volumi di riferimento di cui al paragrafo 17.24.

17.26 Il corrispettivo unitario variabile *CV* è applicato ai quantitativi immessi in rete in ciascuno dei punti di entrata, al netto dei quantitativi allocati agli utenti del servizio ai sensi dei successivi paragrafi da 17.27 a 17.29, esclusi i siti di stoccaggio.

Perdite di rete, gas di autoconsumo e gas non contabilizzato

17.27 I quantitativi di gas necessari al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete sono allocati in natura agli utenti, secondo i criteri previsti dalla deliberazione ARG/gas 192/09.

17.28 In particolare tali criteri prevedono che:

- a) i quantitativi di gas necessari al reintegro delle perdite (fisiche e contabili) siano allocati agli utenti del servizio in proporzione ai prelievi dai punti di riconsegna della rete regionale;
- b) i quantitativi di gas relativi all'autoconsumo siano allocati agli utenti del servizio in proporzione alle immissioni dai punti di entrata interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione ovvero da produzione nazionale. L'impresa maggiore di trasporto determina le quote di attribuzione per ciascun punto di entrata al fine di riflettere la correlazione tra i quantitativi di gas immessi in ciascun punto di immissione ed i quantitativi di gas di autoconsumo.

17.29 La differenziazione delle quote di attribuzione dei quantitativi di gas per punto di entrata, già proposta dall'Autorità nel documento di consultazione 31 marzo 2009, DCO 4/09, garantisce una maggiore capacità dei criteri tariffari di riflettere i costi del servizio di trasporto in quanto consente di riflettere il differente contributo sui costi complessivi di funzionamento delle centrali di compressione indotto dai flussi di gas in entrata da ciascun punto della RNG. Si evidenzia infatti che tali costi sono correlati alla distanza percorsa dal gas dai punti di immissione al baricentro del mercato, costituito dagli *hub* di stoccaggio, e risultano pertanto essere più elevati per le immissioni di gas nei punti di entrata localizzati nel Sud Italia.

Corrispettivi per la fornitura di ulteriori servizi

17.30 L'impresa di trasporto ha facoltà di offrire in maniera trasparente e non discriminatoria eventuali ulteriori servizi rispetto a quelli di cui ai precedenti paragrafi, e comunque nell'ambito della propria attività caratteristica.

17.31 Le condizioni economiche a cui vengono offerti gli ulteriori servizi sono determinate sulla base dei costi sottostanti al servizio offerto, enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di trasporto e non già ricompresi nei costi operativi riconosciuti.

18. Perequazione

Perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo regionale

- 18.1 L'Autorità ha confermato per il quarto periodo di regolazione un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale, che si applica a tutte le imprese che svolgono l'attività di trasporto su rete regionale di gasdotti.
- 18.2 In ciascun anno t , l'ammontare di perequazione dell'impresa i relativo al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale è pari a:

$$T_{i,t}^{CR} = [REF_{i,t}^{CR} - RICT_{i,t}^{CR}]$$

dove:

- $T_{i,t}^{CR}$ è l'ammontare di perequazione dei costi di trasporto dell'anno t , relativo al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale;
- $REF_{i,t}^{CR}$ è l'ammontare dei ricavi effettivi di trasporto dell'anno t , calcolati applicando il corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale alle capacità effettivamente conferite;
- $RICT_{i,t}^{CR}$ è l'ammontare dei ricavi di trasporto di competenza dell'anno t spettanti all'impresa di trasporto, calcolato applicando il corrispettivo specifico d'impresa, di cui al paragrafo 17.18, lettera d), alle capacità effettivamente conferite.

Perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile

- 18.3 Rispetto al terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV , che opera qualora, rispetto ai volumi di riferimento di cui al paragrafo 17.24, si registrino a consuntivo variazioni eccedenti, in più o in meno, una franchigia pari al 4%.
- 18.4 In ciascun anno t , l'ammontare di perequazione relativo al corrispettivo unitario variabile CV riconosciuto all'impresa maggiore è pari a:

$$T_t^{CV} = [REF_t^{CV} - RICT_t^{CV}]$$

dove:

- T_t^{CV} è l'ammontare di perequazione dei costi di trasporto dell'anno t , relativo al corrispettivo unitario variabile CV ;
 - REF_t^{CV} è l'ammontare dei ricavi effettivi di trasporto dell'anno t , calcolati applicando il corrispettivo unitario variabile CV ai volumi immessi nella rete nazionale di gasdotti nei punti di entrata, esclusi i siti di stoccaggio;
 - $RICT_t^{CV}$ è l'ammontare dei ricavi di trasporto di competenza dell'anno t , calcolato applicando il corrispettivo unitario variabile CV ai volumi di riferimento, tenuto conto della franchigia di cui al paragrafo 18.3.
- 18.5 Nell'ambito degli accordi di ripartizione dei ricavi di cui al successivo paragrafo 18.6, l'impresa maggiore assicura alle altre imprese la copertura dei ricavi di riferimento relativi al corrispettivo unitario variabile CV , pari al prodotto tra il corrispettivo unitario variabile specifico d'impresa per i volumi di riferimento, tenuto conto della franchigia di cui al paragrafo 18.3.

Ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto

- 18.6 Con cadenza annuale, entro 90 giorni dalla data di approvazione delle proposte tariffarie, le imprese di trasporto definiscono, in via contrattuale, le modalità per la ripartizione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi unitari di capacità C_{Pe} , C_{Pu} e C_{Rr} , del corrispettivo variabile CV , per la ripartizione degli autoconsumi, delle perdite di rete, del GNC , e delle somme ricevute ai fini della perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile.
- 18.7 Qualora i contratti di cui al precedente paragrafo 18.6 non si perfezionino entro il termine ivi previsto, provvede l'Autorità, sentite le imprese interessate.

19. Aggiornamento dei parametri tariffari

Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile al capitale investito riconosciuto e alla remunerazione addizionale per i nuovi investimenti

- 19.1 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, le quote dei ricavi a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto e della remunerazione addizionale per i nuovi investimenti sono aggiornate considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, ripartiti in investimenti in rete nazionale e in rete regionale;
 - i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
 - l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali;
 - le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e per il completamento della vita utile convenzionale dei cespiti.

Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile agli ammortamenti

- 19.2 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, la quota dei ricavi a copertura degli ammortamenti è aggiornata considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, escluse le immobilizzazioni in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespiti della durata convenzionale, ripartito in rete nazionale e in rete regionale;
 - il valore rivalutato di eventuali contributi in conto capitale;
 - la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e per il completamento della vita utile convenzionale dei cespiti.

Aggiornamento del corrispettivo unitario variabile

- 19.3 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, il corrispettivo unitario variabile di trasporto CV associato ai quantitativi immessi in rete è soggetto ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$CV_t = CV_{t-1} \times (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
 - l'*X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, determinato secondo i criteri di cui al successivo paragrafo 19.4;
 - Y è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.
- 19.4 Il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività di cui al paragrafo 19.3 è stato differenziato per impresa, al fine di tenere conto delle caratteristiche specifiche di ciascun operatore. In particolare:
- a) per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativamente all'anno 2012 inferiori rispetto ai costi operativi riconosciuti, il coefficiente di recupero di produttività è stato determinato in modo da restituire agli utenti del servizio le ulteriori efficienze ottenute in un periodo di 8 anni;
 - b) per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativamente all'anno 2012 superiori rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2012, il coefficiente di recupero di produttività è stato determinato in modo riportare l'operatore ad un livello di costi efficienti in un periodo di 8 anni.
- 19.5 A fronte della realizzazione di nuovi investimenti, l'impresa di trasporto può chiedere il riconoscimento di una componente di ricavo, RT_{NI}^E , determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio precedente, purché detta differenza sia riconducibile ai costi incrementali generati dai suddetti investimenti. Di detta componente di ricavo RT_{NI}^E si tiene conto ai fini dell'aggiornamento del corrispettivo di cui al paragrafo 19.3.
- 19.6 Ai fini del riconoscimento di tali costi incrementali le imprese devono garantire la separata evidenza contabile dei suddetti costi e dimostrare la pertinenza al servizio e l'effettiva addizionalità di tali costi rispetto ai costi riconosciuti. In ogni caso tali costi sono riconosciuti esclusivamente nel caso in cui risultino compatibili con i principi di economicità ed efficienza del servizio.
- 19.7 Negli anni successivi all'inizio dell'erogazione del servizio delle nuove imprese di trasporto, la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi RT^E si determina secondo le seguenti modalità:
- a) per il secondo anno, secondo quanto indicato al paragrafo 12.3;
 - b) per il terzo anno, secondo quanto indicato al paragrafo 12.4.

Aggiornamento del Fattore Correttivo FC

Fattore correttivo ricavi rete nazionale

- 19.8 Il fattore correttivo FC^N negli anni del periodo di regolazione successivi al secondo è calcolato mediante la seguente formula:

$$FC_t^N = (REF_{t-2}^N - RT_{t-2}^N - RA_{t-2} - \Delta RA_{t-2} + RD_{t-4} + RSC_{t-4}^N + FC_{t-2}^N) (1 + r)$$

dove:

- FC_t^N è il fattore correttivo per l'anno t ;
- r è il tasso di rendimento medio annuo dei *BTP* decennali *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia nell'ultimo anno disponibile, aumentato dello 0,45%;
- REF_{t-2}^N è il ricavo relativo alla rete nazionale di gasdotti conseguito applicando i corrispettivi relativi alla rete nazionale, al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla *RTTG*, alle capacità effettivamente conferite per l'anno

$t-2$, al lordo di eventuali penali corrisposte dall'impresa di trasporto ai sensi del comma 10.2 della deliberazione 31 luglio 2006, n. 168/06;

- RT^N_{t-2} è la componente di ricavo relativa alla rete nazionale di gasdotti per l'anno $t-2$;
- RA_{t-2} è il ricavo riconosciuto per il servizio di bilanciamento del sistema per l'anno $t-2$;
- ΔRA_{t-2} è lo scostamento tra il costo effettivamente sostenuto nell'anno $t-2$ per il servizio di bilanciamento del sistema e il ricavo riconosciuto RA per il medesimo anno $t-2$;
- RD_{t-4} è il ricavo derivante dall'applicazione dei corrispettivi di disequilibrio nell'anno $t-4$, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno $t-2$;
- RSC^N_{t-4} è l'ammontare derivante dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento nei punti di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti nell'anno $t-4$, nonché le penali corrisposte nel medesimo anno ai sensi del paragrafo 10.1 della deliberazione 31 luglio 2006, n. 168/06, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno $t-2$;
- FC^N_{t-2} è il fattore correttivo determinato per l'anno $t-2$.

Fattore correttivo ricavi rete regionale

19.9 Il fattore correttivo FC^R negli anni del periodo di regolazione successivi al secondo è calcolato mediante la seguente formula:

$$FC^R_t = (REF^R_{t-2} - RT^R_{t-2} + RSC^R_{t-4} + FC^R_{t-2}) (1 + r);$$

dove:

- FC^R_t è il fattore correttivo per l'anno t ;
- REF^R_{t-2} è il ricavo relativo alla rete regionale di gasdotti conseguito applicando i corrispettivi relativi alla rete regionale, al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla RTTG, alle capacità effettivamente conferite per l'anno $t-2$;
- RT^R_{t-2} è la componente di ricavo relativa alla rete regionale di gasdotti per l'anno $t-2$;
- RSC^R_{t-4} è l'ammontare derivante dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento nei punti di riconsegna della rete regionale di gasdotti nell'anno $t-4$, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno $t-2$;
- FC^R_{t-2} è il fattore correttivo determinato per l'anno $t-2$.

Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

19.10 Come già richiamato al paragrafo 9.39, il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è aggiornato entro il 15 settembre 2015, ai fini della sua applicazione a valere dal 1 gennaio 2016 fino al 31 dicembre 2017.