

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

237/2013/R/GAS

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER IL
SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DI GNL PER IL QUARTO
PERIODO DI REGOLAZIONE**

- orientamenti finali -

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28
luglio 2011, ARG/gas 108/11

Mercato di incidenza: gas naturale

30 maggio 2013

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11 (di seguito: deliberazione ARG/gas 108/11), per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per quarto periodo di regolazione, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il procedimento sulle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto è sottoposto all'applicazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

Il presente documento per la consultazione fa seguito al documento per la consultazione del 19 aprile 2012, DCO 150/2012/R/GAS (di seguito: primo documento per la consultazione) ed espone gli orientamenti finali dell'Autorità, anche alla luce delle risultanze della prima fase di consultazione.

Il presente documento si inserisce inoltre nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 22 maggio 2013, 224/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 224/2013/R/GAS) per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di Gnl.

Sono pertanto presentati gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di Gnl.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (quartoperiodognl@autorita.energia.it) entro il **28 giugno 2013**.*

*Le osservazioni relative al tema della regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di Gnl dovranno invece essere inviate entro il **10 giugno 2013** al fine di consentire la conclusione del procedimento nei termini previsti nella delibera di avvio. Le modalità per l'invio delle osservazioni sono le medesime di cui al precedente paragrafo. Tale urgenza è motivata anche dalla necessità di tenere conto delle disposizioni di cui al Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio in materia di infrastrutture energetiche transeuropee.*

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla

consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

***Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Infrastrutture – Direzione Mercati
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano***

sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

PARTE I OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE AIR	6
1 Oggetto della consultazione	6
2 Inquadramento procedurale ai fini AIR	6
<i>Avanzamento del procedimento</i>	7
<i>Sviluppo del procedimento</i>	7
3 Struttura del documento	8
PARTE II QUADRO NORMATIVO E OBIETTIVI PERSEGUITI	9
4 Quadro normativo di riferimento	9
5 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità	10
6 Orientamenti finali per la determinazione delle tariffe per il quarto periodo di regolazione	10
PARTE III DETERMINAZIONE DEL VINCOLO SUI RICAVI	12
7 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe	12
8 Durata del periodo di regolazione	12
9 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di rigassificazione del Gnl	12
10 La determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori	13
11 La remunerazione del capitale investito riconosciuto	15
<i>Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)</i>	16
<i>Rendimento del capitale di rischio (Ke)</i>	16
<i>Rendimento delle attività prive di rischio (rf)</i>	17
<i>Premio per il rischio di mercato (ERP)</i>	17
<i>Rischio sistematico (β) per l'attività di rigassificazione</i>	17
<i>Costo del debito (Kd)</i>	18
<i>Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte (tc e T)</i>	18
<i>Tasso d'inflazione (rpi)</i>	19
<i>Lag regolatorio nel riconoscimento degli investimenti</i>	19
<i>Aggiornamento del tasso di remunerazione in corso di periodo di regolazione</i>	19
12 La determinazione della quota di ammortamento	19
13 Il trattamento dei costi di ripristino	21
14 Determinazione dei costi operativi riconosciuti	22
<i>Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2012)</i>	22
<i>Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012</i>	23
15 Ripartizione dei ricavi	24

16	Incentivazione per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione.....	26
	<i>Trattamento dei costi compensativi.....</i>	<i>26</i>
17	Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per i nuovi terminali.....	27
18	Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....	27
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto .</i>	<i>27</i>
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti</i>	<i>27</i>
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio della maggiore remunerazione</i>	
	<i>derivante dai nuovi investimenti.....</i>	<i>28</i>
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti.....</i>	<i>28</i>
19	Criteri per la fissazione dell'X-factor	28
PARTE IV STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA		30
20	Impatto dell'evoluzione del regime regolatorio sulla struttura tariffaria.....	30
21	La struttura tariffaria	30
	<i>Ipotesi di introduzione di una tariffa unica nazionale di rigassificazione.....</i>	<i>30</i>
	<i>Tariffa costante nel tempo.....</i>	<i>30</i>
	<i>La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo</i>	<i>31</i>
	<i>La tariffa per il servizio di rigassificazione spot.....</i>	<i>33</i>
22	Corrispettivi per la fornitura di servizi aggiuntivi rispetto al servizio di	
	rigassificazione.....	33
23	Consumi e perdite dei terminali.....	34
24	Disciplina del bilanciamento di merito economico	35
PARTE V MODALITA' APPLICATIVE DEL FATTORE DI GARANZIA.....		36
25	Criteri generali della disciplina del fattore di garanzia	36
	<i>Requisiti per l'applicazione del fattore di garanzia.....</i>	<i>37</i>
	<i>Modalità applicative del fattore di garanzia.....</i>	<i>37</i>
	<i>Riscossione del gettito a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore</i>	
	<i>di garanzia ed erogazione delle relative spettanze</i>	<i>38</i>
PARTE VI CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA E DI ACCESSO AL		
SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE NEI CASI DI RINUNCIA O REVOCA		
DELL'ESENZIONE.....		39
26	Rinuncia o revoca dell'esenzione	39
27	Criteri generali sul regime tariffario in caso di rinuncia all'esenzione.....	41
	<i>Fattore di garanzia in caso di rinuncia all'esenzione.....</i>	<i>41</i>
28	Criteri generali sul regime di accesso in caso di rinuncia o revoca	
	dell'esenzione	43

PARTE I
OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO
PROCEDURALE AIR

1 Oggetto della consultazione

- 1.1 Il 30 settembre 2012 si è concluso il terzo periodo di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto (di seguito: Gnl), disciplinato dalla deliberazione dell’Autorità 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 92/08).
- 1.2 In vista di tale scadenza l’Autorità, con deliberazione ARG/gas 108/11, ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione di Gnl per il quarto periodo di regolazione, vale a dire per il periodo 2014-2017.
- 1.3 L’Autorità ha successivamente pubblicato, in data 19 aprile 2012, il documento per la consultazione 150/2012/R/GAS, recante “Criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl per il quarto periodo di regolazione”.
- 1.4 L’Autorità, con deliberazione 7 giugno 2013, 237/2012/R/GAS, ha inoltre prorogato per il periodo ottobre 2012-dicembre 2013, i criteri tariffari di cui alla deliberazione 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, al fine di gestire un ordinato processo di transizione dall'anno termico all'anno solare quale riferimento per il calcolo dei corrispettivi di rigassificazione del Gnl.
- 1.5 Il presente documento, tenuto conto delle risultanze della prima fase di consultazione, delinea gli orientamenti finali dell’Autorità in relazione alla regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl per il periodo che avrà inizio il 1° gennaio 2014.
- 1.6 Più di recente, con deliberazione 22 maggio 2013, 224/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 224/2013/R/GAS) l’Autorità ha, inoltre, avviato un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell’esonero relativa a terminali di Gnl.
- 1.7 Il presente documento delinea gli orientamenti dell’Autorità anche in relazione a detta tematica.

2 Inquadramento procedurale ai fini AIR

- 2.1 La deliberazione ARG/gas 108/11 ha disposto che il procedimento sulle tariffe di rigassificazione del Gnl fosse sottoposto all’analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR).
- 2.2 Nel primo documento per la consultazione sono stati privilegiati per l’analisi AIR i possibili interventi di revisione della regolazione vigente che presentano, potenzialmente, un significativo impatto sia sugli esercenti il servizio sia sugli utenti del servizio di rigassificazione. Per gli interventi valutati secondo la

metodologia *AIR* sono stati individuati obiettivi specifici, considerati dall'Autorità come maggiormente rilevanti per l'analisi dell'impatto della regolazione. Le diverse alternative di regolazione proposte sono state esaminate in maniera prevalentemente qualitativa.

- 2.3 In particolare, nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha sottoposto ad *AIR* i seguenti argomenti:
- a) criteri di ripartizione delle quote di ricavo tra componente *capacity* e componente *commodity*;
 - b) modalità di conguaglio di consumi e perdite dei terminali di Gnl.
- 2.4 Le imprese partecipanti alla consultazione non hanno prodotto elementi che evidenzino la necessità di estendere la metodologia *AIR* ad aspetti ulteriori a quelli indicati.

Avanzamento del procedimento

- 2.5 Il procedimento per la definizione delle regole per il quarto periodo di regolazione tariffaria, in coerenza con la metodologia *AIR*, ha offerto ai soggetti interessati diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità. In particolare:
- a) nella seconda metà dell'anno 2011 la Direzione Infrastrutture ha attivato una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con le imprese che erogano il servizio di rigassificazione e società alle quali il Ministero dello sviluppo economico ha rilasciato l'autorizzazione definitiva alla costruzione e all'esercizio di un nuovo terminale di Gnl (di seguito: *Focus Group*)¹;
 - b) in data 19 aprile 2012 è stato emanato il primo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 21 maggio 2012. Le osservazioni sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità.

Sviluppo del procedimento

- 2.6 Parallelamente alla presente consultazione, la Direzione Infrastrutture attiverà una serie di raccolte dati finalizzate ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già disponibili.
- 2.7 La fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà il 28 giugno 2013, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, coerentemente con la procedura *AIR*, saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità le osservazioni e le proposte pervenute.
- 2.8 Con il completamento delle analisi delle informazioni e dei dati resi disponibili dagli operatori, sarà possibile procedere con l'adozione del provvedimento finale, presumibilmente entro il mese di novembre 2013.

¹ Una sintesi dei principali aspetti affrontati negli incontri è riportata nei paragrafi da 2.10 a 2.14 del primo documento per la consultazione.

- 2.9 Relativamente al tema della regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di Gnl, la consultazione si concluderà il 10 giugno 2013 al fine di consentire la conclusione del procedimento nei termini previsti nella delibera di avvio, ossia entro il 21 giugno 2013. Tale urgenza è motivata anche dalla necessità di tenere conto delle disposizioni di cui al Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio in materia di infrastrutture energetiche transeuropee².

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento per la consultazione, oltre alla presente parte introduttiva e procedurale (Parte I), è organizzato in ulteriori cinque parti ed in particolare:
- Parte II, nella quale vengono richiamati gli obiettivi generali perseguiti con il procedimento ed il quadro normativo di riferimento.
 - Parte III, nella quale sono descritti i criteri generali a cui l'Autorità intende attenersi nella determinazione del vincolo sui ricavi.
 - Parte IV, dedicata alle problematiche specifiche di struttura e articolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl.
 - Parte V, dedicata alle modalità applicative del fattore di garanzia.
 - Parte VI, dedicata alla disciplina relativa al regime tariffario e di accesso al servizio da applicarsi ai terminali nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione dall'obbligo di accesso a terzi.

² Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009.

PARTE II

QUADRO NORMATIVO E OBIETTIVI PERSEGUITI

4 Quadro normativo di riferimento

- 4.1 Per quanto concerne la descrizione del quadro normativo di riferimento in relazione alla regolazione tariffaria e dell'accesso ai terminali di rigassificazione del Gnl, si rimanda a quanto già indicato nel primo documento per la consultazione.
- 4.2 La principale modifica del quadro normativo successiva alla pubblicazione del primo documento di consultazione riguarda la disciplina relativa all'individuazione delle infrastrutture strategiche nazionali.
- 4.3 Il decreto legislativo n. 93/11 ha dato delega al Governo di definire, mediante successivi interventi legislativi, le componenti rilevanti del sistema nazionale del gas, ivi incluse quelle relative al servizio di pubblica utilità. In particolare, i programmi relativi ad opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio di gas devono salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio ed importazione, e favorire lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti.
- 4.4 Ai fini della presente consultazione occorre evidenziare che l'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11 prevede che con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, siano individuate le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e le relative infrastrutture di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale, anche con riferimento agli obblighi derivanti dall'attuazione delle direttive comunitarie in materia di energia, e di assicurare adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.
- 4.5 Sempre con riferimento alla pianificazione degli investimenti infrastrutturali, si ricorda che, con decreto interministeriale³ 8 marzo 2013 è stato approvato il documento contenente la Strategia Energetica Nazionale (di seguito: SEN). Il documento sottolinea l'opportunità per l'Italia di diventare crocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa, anche al fine di allineare i prezzi italiani del gas a quelli europei ed incrementare la sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato.
- 4.6 Con particolare riferimento alle infrastrutture di importazione di Gnl, la SEN valuta che sia necessario un incremento di capacità di almeno 8-16 miliardi di Smc/anno (8 miliardi di Smc/anno in caso di realizzazione del gasdotto denominato *Trans Adriatic Pipeline*, TAP, a condizioni contrattuali di fornitura indicizzate ai prezzi di mercato; 16 miliardi di Smc/anno nel caso di non

³ Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

realizzazione del gasdotto a tali condizioni) rispetto alla capacità resa disponibile dai due terminali già in esercizio e di quello di imminente operatività al largo della costa toscana.

5 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 5.1 Gli obiettivi generali e specifici di intervento di seguito descritti sono stati definiti in coerenza con le linee strategiche adottate dall'Autorità per il triennio 2012–2014 con la deliberazione 26 luglio 2012, 308/2012/A.
- 5.2 L'Autorità intende confermare i seguenti obiettivi generali indicati nel primo documento per la consultazione, ed in particolare:
- a) favorire la stabilità regolatoria;
 - b) incentivare lo sviluppo efficiente delle infrastrutture di rigassificazione.
- 5.3 Nel primo documento per la consultazione, l'Autorità aveva inoltre manifestato l'intenzione di rafforzare il principio di trattare i terminali di rigassificazione come componenti del sistema nazionale di trasporto, almeno fino al raggiungimento di una predefinita soglia di capacità tecnica di rigassificazione. In prospettiva, era stata valutata l'ipotesi, per i terminali di rigassificazione che rientrassero nella soglia di applicazione del fattore di garanzia, di includere il costo della rigassificazione nei costi riconosciuti del servizio di trasporto, definendo un corrispettivo di *entry* unico che tenesse in considerazione i costi dei due servizi.
- 5.4 Nell'ambito della consultazione è emerso come tale principio, seppur condivisibile in termini generali, possa generare il rischio di creare sussidi incrociati tra l'attività di trasporto e quella di rigassificazione, con potenziali riflessi di incompatibilità anche con il quadro normativo comunitario.
- 5.5 Per tali ragioni, contrariamente a quanto proposto nel primo documento per la consultazione, l'Autorità non ritiene opportuno confermare, tra i principi generali di intervento, l'unificazione tra il sistema di rigassificazione e il sistema di trasporto, ferma restando la necessità di garantire una stretta coerenza e compatibilità tra le regolazioni dei due segmenti in questione della filiera del gas naturale.

S I. Osservazioni in merito agli obiettivi generali.

6 Orientamenti finali per la determinazione delle tariffe per il quarto periodo di regolazione

- 6.1 L'Autorità, al fine di perseguire gli obiettivi di carattere generale descritti nel Capitolo 5, propone per la consultazione i seguenti orientamenti:
- a) prevedere che il riferimento per la determinazione delle tariffe di rigassificazione possa essere rappresentato dall'anno solare, anziché dall'anno termico;

- b) prevedere l'allineamento dei periodi di regolazione tariffaria dell'attività di rigassificazione di Gnl e di trasporto di gas naturale;
- c) confermare l'ambito di applicazione dei criteri di regolazione adottato nel terzo periodo di regolazione⁴, prevedendo che le disposizioni si applichino alle imprese che svolgono l'attività di rigassificazione mediante terminali di Gnl che appartengono al sistema nazionale del gas e costituiscano infrastrutture fisse ovvero siano ancorate in maniera permanente al fondo marino;
- d) confermare l'orientamento a sostenere lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione di Gnl 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*);
- e) prevedere un incremento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto al fine di sterilizzare il ritardo regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- f) confermare il livello di garanzia dei ricavi adottato nel terzo periodo di regolazione, prevedendone tuttavia la revisione dell'ambito di applicazione, al fine di garantirne la coerenza con i criteri previsti dalla SEN;
- g) applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, una ripartizione delle maggiori efficienze realizzate rispetto all'obiettivo fissato ad inizio periodo dall'Autorità;
- h) confermare i criteri di aggiornamento delle quote parti di ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e agli ammortamenti adottati nel terzo periodo di regolazione;
- i) prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi dell'attività di rigassificazione del Gnl;
- j) mantenere una tariffa specifica per ciascun terminale di rigassificazione, anche al fine di evitare sussidi incrociati tra gli utenti del servizio;
- k) valutare l'ipotesi dell'introduzione di corrispettivi costanti nel tempo al fine di evitare sussidi incrociati tra utenti in relazione al periodo di utilizzo dell'infrastruttura;
- l) confermare il principio che nella determinazione della tariffa confluiscono tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione di Gnl offerto dall'impresa, come definito ai sensi della deliberazione n. 167/05, e che le condizioni economiche di eventuali ulteriori servizi siano approvate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti.

S 2. Commentare, motivando, gli orientamenti finali per la determinazione delle tariffe sopra descritti.

⁴ Articolo 2, commi 2.1 e 2.2 della deliberazione ARG/gas 92/08.

PARTE III

DETERMINAZIONE DEL VINCOLO SUI RICAVI

7 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe

- 7.1 Nel primo documento per la consultazione, l'Autorità ha proposto l'adozione del riferimento all'anno solare a fini tariffari, in modo da permettere l'allineamento tra i dati economici e patrimoniali desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti e le grandezze economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi di rigassificazione e delle conseguenti tariffe.
- 7.2 Nell'ambito della consultazione gli operatori non hanno manifestato particolari criticità, pertanto si propone di adottare l'anno solare quale riferimento per la fissazione delle tariffe, mantenendo l'anno termico per l'assegnazione della capacità, in quanto tale soluzione è stata adottata in tutti i servizi regolati.

8 Durata del periodo di regolazione

- 8.1 L'Autorità propone di mantenere invariata la durata del periodo regolatorio, attualmente pari a 4 anni, al fine di assicurare una durata coerente con il periodo di regolazione del servizio di trasporto.
- 8.2 Fermo restando quanto sopra, in analogia con quanto recentemente proposto per i servizi di distribuzione del gas naturale e di trasporto, si propone l'introduzione di meccanismi di aggiornamento infraperiodo di alcuni parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito. In particolare, si propone di rivedere a metà del periodo regolatorio il tasso di rendimento delle attività prive di rischio, il tasso di inflazione, lo scudo fiscale e l'aliquota teorica di incidenza delle imposte.

S 3. Osservazioni in merito all'adozione dell'anno solare e all'allineamento dei periodi tariffari della rigassificazione del Gnl e del trasporto.

9 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di rigassificazione del Gnl

- 9.1 Il vincolo sui ricavi rappresenta il massimo ricavo consentito alle imprese che svolgono l'attività di rigassificazione di Gnl, nel rispetto del quale le imprese calcolano le tariffe di riferimento.
- 9.2 Il vincolo sui ricavi dell'attività di rigassificazione deve garantire la copertura dei costi operativi e di capitale (intesi come ammortamento e remunerazione del capitale investito netto).
- 9.3 Pertanto, in coerenza con l'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione, il costo riconosciuto che costituisce il ricavo di riferimento dell'impresa di rigassificazione è dato dalla somma di:

- remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori (di seguito anche richiamato come *CIR*);
 - ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di rigassificazione di Gnl;
 - costi operativi riconosciuti.
- 9.4 Per i terminali relativamente ai quali è stata riconosciuta l'esenzione dal diritto di accesso ai sensi della legge n. 239/04, tale esenzione non rileva ai fini della definizione dei criteri per le determinazioni tariffarie, e pertanto:
- i ricavi di riferimento sono calcolati secondo i medesimi criteri descritti nella presente Parte III;
 - le tariffe sono determinate secondo i criteri descritti nella successiva Parte IV.
- 9.5 Le tariffe di cui al precedente punto 9.4 sono applicate esclusivamente alla quota parte di capacità non oggetto di esenzione (capacità di rigassificazione residua), essendo lasciata agli accordi tra le parti la definizione della remunerazione della quota parte di capacità oggetto di esenzione.
- 9.6 Si evidenzia che quanto previsto dai precedenti paragrafi 9.4 e 9.5, incluso l'obbligo di presentazione delle proposte tariffarie, si applica anche al caso in cui venga concessa un'esenzione totale dalla disciplina di accesso. Tale previsione risulta necessaria al fine di definire il prezzo con il quale eventuali disponibilità di capacità (sia transitorie che definitive) sono offerte al mercato ed assegnate a terzi secondo i criteri di cui alla deliberazione n. 167/05.

10 La determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

- 10.1 In sede di fissazione del valore del *CIR* (*capitale investito riconosciuto*) per il quarto periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- immobilizzazioni nette;
 - immobilizzazioni in corso;
 - capitale circolante netto;
 - poste rettificative (trattamento di fine rapporto, contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati).
- 10.2 Si intende confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del metodo del costo storico rivalutato.
- 10.3 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione è determinato mediante l'applicazione del costo storico rivalutato al capitale riconosciuto presente in bilancio al 31 dicembre 2012.
- 10.4 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo rilevante per l'anno 2014 si intende confermare l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, in continuità con il corrente periodo di regolazione e in coerenza con il servizio di trasporto.

- 10.5 Ai fini della remunerazione del capitale circolante netto, sempre in continuità con quanto previsto nel terzo periodo di regolazione, si propone di adottare un metodo parametrico, che tenga conto del valore lordo delle immobilizzazioni, in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto. L’Autorità intende rideterminare il parametro, attualmente pari a 0,8%, impiegato per la valorizzazione del capitale circolante netto riconosciuto ai fini tariffari. Tale parametro dovrà essere rappresentativo delle esigenze delle imprese di finanziamento del ciclo operativo, ivi incluse le esigenze di magazzino. Al riguardo, l’Autorità intende attivare una specifica richiesta dati al fine di disporre di elementi sufficienti a definire il parametro per la determinazione del capitale circolante netto riconosciuto.
- 10.6 Ai fini delle valutazioni tariffarie, i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati per la realizzazione delle infrastrutture di trasporto saranno trattati come una posta rettificativa del patrimonio netto; pertanto, tali contributi saranno portati in detrazione al valore delle immobilizzazioni.
- 10.7 In analogia con quanto proposto per i servizi di distribuzione (DCO 56/2013/R/GAS) e trasporto (DCO 164/2013/R/GAS) del gas naturale, l’Autorità intende assoggettare i contributi pubblici a forme di degrado, definite coerentemente con quelle applicate alle rispettive categorie di cespiti cui il contributo è associato.
- 10.8 In merito al riconoscimento degli oneri finanziari e dei costi per l’acquisto dei quantitativi di gas strumentali all’esercizio di un terminale di rigassificazione del Gnl, si rimanda a quanto proposto nel primo documento per la consultazione (cfr. Paragrafi da 11.7 a 11.10), confermando in questa sede gli orientamenti già espressi. In sintesi:
- a) sulla capitalizzazione degli oneri finanziari, l’Autorità intende confermare la previsione di non riconoscere agli operatori che esercitano a regime la propria attività eventuali oneri finanziari capitalizzati, per i quali è già prevista una copertura implicita nel tasso di remunerazione del capitale di debito che concorre a determinare il *WACC*; pertanto, l’Autorità propone di riconoscere solamente eventuali *IPCO*⁵ che si generano precedentemente al riconoscimento tariffario per la specifica impresa, purché capitalizzati;
 - b) sulla valorizzazione dei quantitativi di Gnl utilizzati per la costituzione del livello minimo di Gnl nei serbatoio necessario a garantire l’operatività del terminale, nonché per il gas di riempimento iniziale della condotta che collega il terminale sino al punto fisico di consegna del Gnl rigassificato alla rete nazionale dei gasdotti, l’Autorità propone di riconoscere i quantitativi di gas naturale pari al:
 - valore di acquisizione, ove questa sia avvenuta con procedura concorsuale;

⁵ Interessi passivi in corso d’opera.

- valore medio della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso $C_{MEM,t}$;

tale quantitativo di Gnl a fini tariffari non è soggetto ad ammortamento, in quanto può essere interamente recuperato al termine dell'esercizio;

- c) sulla valorizzazione dei quantitativi di Gnl necessari alle operazioni preliminari di raffreddamento dei serbatoi (cosiddetto gas di *cool-down*), il criterio è il medesimo di cui alla precedente lettera b). Tale quantitativo di Gnl è considerato come costo costitutivo del cespite impianto di Gnl.

S 4. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del CIR ed eventuali proposte alternative motivate.

11 La remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 11.1 Le rilevanti variazioni dei livelli del tasso di rendimento dei BTP decennali *benchmark* utilizzati quali tasso di rendimento delle attività prive di rischio ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) e le conseguenze che tali fluttuazioni producono sul livello del costo riconosciuto delle imprese regolate hanno indotto l'Autorità a introdurre, nell'ambito delle regole del quarto periodo di regolazione per il settore elettrico, specifici meccanismi di revisione infra-periodo.
- 11.2 Come già segnalato nei documenti di consultazione per i servizi di distribuzione (56/2013/R/GAS) e trasporto (164/2013/R/GAS) del gas naturale, è attualmente allo studio l'ipotesi di una revisione complessiva delle modalità di determinazione del WACC per i settori regolati dall'Autorità, volta a evitare che si producano differenziazioni accidentali nei livelli dei tassi di remunerazione riconosciuti riconducibili alle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.
- 11.3 Tale revisione dovrebbe portare, più in generale, all'unificazione dei parametri utilizzati per la determinazione del WACC per tutti i settori regolati dall'Autorità, fatti salvi quelli specifici di settore. Nell'ambito di tale riforma l'Autorità intende valutare anche l'ipotesi di rivedere in modo più strutturale l'attuale impostazione adottata per la fissazione del WACC, che potrebbe portare a rimodulazioni dei riferimenti per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e del premio per il rischio di mercato.
- 11.4 L'Autorità intende, in ogni caso, condurre tale riforma mediante le consuete procedure di consultazione e intende prevedere meccanismi di gradualità improntati a garantire certezza e prevedibilità della regolazione.
- 11.5 In attesa che sia implementata tale riforma, l'Autorità intende dare continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi regolatori per la definizione del livello di remunerazione del capitale investito, procedendo alla sua determinazione come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di

rischio e di quello sul capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), sulla base della seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

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

dove:

- K_e è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_d è il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
- 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.

- 11.6 In relazione alla remunerazione del servizio di misura si propone di adottare i medesimi parametri del *WACC* di seguito indicati con riferimento al servizio di rigassificazione del Gnl.

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

- 11.7 L'Autorità, generalmente, definisce il rapporto *D/E* tenendo conto della struttura finanziaria delle imprese del settore. Va tuttavia evidenziato che il numero di società che svolge esclusivamente il servizio di rigassificazione è estremamente limitato. Pertanto, l'Autorità intende definire il rapporto *D/E* sulla base di una valutazione della struttura finanziaria delle imprese che svolgono attività regolate nel settore del gas naturale.
- 11.8 A riguardo, si evidenzia che nel corso del terzo periodo di regolazione la struttura finanziaria delle imprese operanti in attività regolate nel settore del gas naturale ha subito un progressivo incremento del rapporto *D/E*.
- 11.9 Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità, per il quarto periodo di regolazione, ritiene opportuno definire il livello del rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio in modo da riflettere, almeno parzialmente, il progressivo incremento dell'incidenza del capitale di debito. L'Autorità sta valutando di fissare tale valore in un intervallo compreso tra 0,8 e 1,1, in analogia con quanto proposto per il servizio di trasporto.

Rendimento del capitale di rischio (Ke)

- 11.10 Il modello più comunemente usato per stimare il rendimento che gli investitori si aspettano in cambio del livello di rischio da loro affrontato è il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, dove il costo del capitale viene determinato quale somma tra il rendimento dei titoli privi di rischio ed un premio per il rischio a

sua volta dipendente dalla rischiosità sistematica dell'attività oggetto di valutazione, misurata da un coefficiente identificato da β . Questo modello, già utilizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico e del gas, implica che il rendimento atteso dall'investimento in un'attività sia linearmente correlato con il coefficiente β , secondo la formula:

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

11.11 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)

11.12 In relazione alla valorizzazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio r_f , in un'ottica di continuità rispetto al precedente periodo di regolazione, l'Autorità intende confermare l'utilizzo della media degli ultimi 12 mesi disponibili (presumibilmente ottobre 2012 - settembre 2013) dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia.

Premio per il rischio di mercato (ERP)

11.13 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".

11.14 In merito al valore assunto dall' ERP , si richiamano le valutazioni già formulate in occasione del documento per la consultazione 56/2013/R/GAS⁶; pertanto, anche in un'ottica di continuità con le scelte recentemente adottate nelle altre attività regolate, l'Autorità intende confermare il valore già adottato per il precedente periodo di regolazione, pari al 4%.

Rischio sistematico (β) per l'attività di rigassificazione

11.15 Il parametro β è la misura del rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all'attività considerata e non connesso alle caratteristiche della specifica società.

11.16 Nelle altre attività regolate, il valore del β è calcolato con riferimento al coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del mercato azionario e il rendimento atteso del capitale di rischio di società comparabili, generalmente operanti nel medesimo settore di attività. Tuttavia, nel caso della rigassificazione appare maggiormente difficile valutare il rischio specifico dell'attività, anche a causa del numero limitato di società comparabili e della mancanza dei necessari dati in merito ai rendimenti azionari di tali società. Pertanto, poiché ad una prima

⁶ Cfr. Paragrafi da 16.20 a 16.23.

valutazione non sono emersi elementi significativi tali da giustificare una modifica di tale parametro, anche nella prospettiva di favorire la stabilità regolatoria, l'Autorità è orientata a confermare, per il quarto periodo di regolazione, il valore del $\beta_{unlevered}$ attualmente in vigore. Ai fini del calcolo del WACC sarà applicato il valore del $\beta_{levered}$ risultante sulla base del rapporto D/E individuato dall'Autorità.

Costo del debito (K_d)

11.17 Il costo del debito (K_d) 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, K_d esprime il costo medio atteso del debito di una società, al lordo dello scudo fiscale consentito dalla deducibilità degli interessi passivi, secondo la formula:

$$K_d = r_f + DRP$$

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.

11.18 Anche per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità propone un valore del DRP pari a 0,45%, in coerenza con quanto indicato nei recenti documenti per la consultazione relativi alla distribuzione e al trasporto del gas naturale.

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

11.19 L'Autorità ai fini della determinazione dell'aliquota teorica di incidenza delle imposte per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica ha effettuato una analisi dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi nonché una prima valutazione degli effetti della legge 22 dicembre 2011, n. 214. L'Autorità intende definire il valore del parametro T per la rigassificazione (così come per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale) sulla base dei risultati di tali analisi. Pertanto si propone di fissare il valore del parametro T pari a 35,7%.

11.20 Ai fini della definizione del parametro T , l'Autorità ritiene non debbano essere considerati gli effetti dell'addizionale IRES prevista dalla legge 14 settembre 2011, n. 148/11 (di seguito: legge n. 148/11). Tale scelta costituisce mero adempimento, da parte dell'Autorità, alla citata legge, la quale, vietando la traslazione dell'addizionale IRES, renderebbe illegittima la diversa statuizione nei termini richiesti da alcuni operatori.

11.21 Con riferimento al livello dello scudo fiscale, l'Autorità propone di fissare tale livello pari a quello dell'aliquota dell'IRES, in analogia con quanto adottato per il quarto periodo di regolazione nel settore della distribuzione di energia elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11. Tale aliquota è pari al 27,5%. Anche con riferimento a questo parametro, l'Autorità ritiene non debbano essere considerati

gli effetti dell'addizionale IRES prevista dalla legge n. 148/11, per le motivazioni precedentemente riportate.

Tasso d'inflazione (rpi)

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

S 5. Osservazioni in merito ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC.

Lag regolatorio nel riconoscimento degli investimenti

11.23 L'Autorità, al fine di sterilizzare la riduzione della remunerazione effettiva dovuta al *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti, che comporta di fatto un impatto negativo sul valore attualizzato netto dell'investimento, intende introdurre, anche per il servizio di rigassificazione, 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.

11.24 Sulla base delle stime effettuate, l'Autorità propone che la maggiorazione del WACC di cui al precedente paragrafo 11.23 sia fissata per un valore pari a 0,9%. Tale valore è differente rispetto a quello determinato per altri servizi regolati per effetto delle diverse vite utili dei cespiti.

Aggiornamento del tasso di remunerazione in corso di periodo di regolazione

11.25 L'Autorità, in analogia con quanto indicato nei documenti di consultazione per i servizi di distribuzione (56/2013/R/GAS) e trasporto (164/2013/R/GAS) del gas naturale, intende introdurre una revisione biennale di alcuni parametri utilizzati per il calcolo del WACC, al fine di tenere conto della volatilità degli indicatori macroeconomici derivante dalla congiuntura economico finanziaria. In particolare si intende prevedere l'aggiornamento periodico del tasso di inflazione (*rpi*) utilizzato nella formula del WACC, del tasso di rendimento delle attività prive di rischio *rf* e dei parametri *T* e *tc*.

12 La determinazione della quota di ammortamento

12.1 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, l'Autorità, in continuità con il periodo regolatorio in corso, propone che l'impresa di rigassificazione:

- a) calcoli la somma dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti che non hanno completato la loro durata convenzionale tariffaria al 31 dicembre 2012 secondo i criteri illustrati nel precedente Capitolo 10;

- b) sottragga dall'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti di cui alla precedente lettera a) il valore di eventuali contributi in conto capitale versati da soggetti pubblici o privati, rivalutati applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi;
 - c) determini gli ammortamenti annui dividendo la somma di cui alla lettera a), al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2012, per ogni categoria, per la durata convenzionale tariffaria riportata nella Tabella 1;
 - d) sommi gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera c), relativi alle diverse categorie.
- 12.2 La disposizione di cui al precedente paragrafo, lettera b), sarà adottata esclusivamente nel caso in cui venga deciso il degrado dei contributi pubblici e privati ai fini del calcolo del valore del capitale investito riconosciuto, come proposto nel Paragrafo 10.7.
- 12.3 Per quanto riguarda le categorie di cespiti e la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, l'Autorità intende confermare sostanzialmente quanto previsto per il terzo periodo di regolazione, ad eccezione delle seguenti modifiche, al fine di tenere conto delle osservazioni presentate dagli operatori nel corso della consultazione:
- a) allineamento agli altri servizi regolati della durata della categoria di cespiti immobilizzazioni immateriali, riducendola da 10 a 5 anni;
 - b) introduzione di una categoria di cespiti specifica per i terminali *offshore* galleggianti, in quanto caratterizzati da un periodo di operatività inferiore rispetto agli altri terminali: tale categoria sarebbe soggetta ad una vita utile di 20 anni. A tal proposito si ritiene comunque opportuno prevedere che le imprese che intendano usufruire di tale nuova categoria forniscano una certificazione che attesti la minore vita utile rispetto a quella definita ai fini regolatori per le altre categorie di terminali.

Tabella 1 – Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (in anni)
Fabbricati	40
Condotte	50
Impianti di Gnl	25
Impianti <i>offshore</i> galleggianti	20
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Immobilizzazioni immateriali	5
Gas di riempimento	-
Terreni	-

S 6. Osservazioni in merito alla determinazione della quota di ammortamento ed eventuali proposte alternative motivate.

S 7. Osservazioni in merito all'introduzione di una categoria di cespiti specifica per i terminali offshore galleggianti.

13 Il trattamento dei costi di ripristino

13.1 L'Autorità, nel primo documento per la consultazione, in relazione al riconoscimento dei costi di ripristino ha proposto di:

- includere tra i costi di ripristino riconosciuti in tariffa tutti i costi di smantellamento delle infrastrutture ed i costi di ripristino dello stato dei luoghi nelle condizioni richieste, purché le attività che li originano siano chiaramente e inequivocabilmente disposte dai provvedimenti autorizzativi o concessori;
- introdurre una specifica componente di ricavo (ed il relativo corrispettivo) per la copertura dei costi di ripristino;
- definire la componente di ricavo a copertura dei costi di ripristino sulla base del rapporto tra la stima complessiva dei costi di ripristino, al netto dei fondi già accantonati, e il periodo residuo di operatività del terminale;
- prevedere che la stima dei costi di ripristino, predisposta da un soggetto terzo selezionato tra un apposito albo, sia soggetta ad approvazione da parte dell'Autorità, contestualmente all'approvazione delle proposte tariffarie per l'erogazione del servizio;
- determinare il corrispettivo a copertura dei costi di ripristino dividendo la componente di ricavo a copertura dei costi di ripristino per la capacità di Gnl consegnabile nell'anno al terminale;
- aggiornare il corrispettivo a copertura dei costi di ripristino nel corso del periodo di regolazione attraverso l'applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- prevedere che, al termine di ciascun periodo di regolazione, l'impresa di rigassificazione possa chiedere la revisione dei costi di ripristino su istanza motivata, al fine di riflettere, oltre all'evoluzione dei prezzi delle materie prime, possibili innovazioni tecnologiche o variazioni del quadro normativo;
- prevedere che il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo sia accantonato presso un apposito fondo presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (di seguito: Cassa) e messo a disposizione delle imprese di rigassificazione solo in seguito alla realizzazione degli interventi di ripristino;
- riconoscere all'impresa di rigassificazione, al completamento dei lavori di ripristino, un importo pari al minimo tra il costo effettivamente sostenuto e

il valore della stima dei costi di ripristino più recente approvata dall'Autorità;

- prevedere che, in caso di esenzione parziale del diritto di accesso a terzi, la Cassa riconosca all'operatore la quota dell'importo a copertura dei costi di ripristino pari al prodotto tra il valore di cui al precedente punto e il rapporto tra la capacità offerta in regime regolato sulla capacità disponibile.

- 13.2 L'Autorità intende confermare le proposte indicate nel primo documento per la consultazione.
- 13.3 Gli operatori, nelle proprie osservazioni, hanno infatti sostanzialmente condiviso le proposte indicate nel primo documento di consultazione, ad eccezione della modalità di gestione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi; in particolare alcuni operatori hanno sottolineato la necessità che i fondi relativi ai costi di ripristino siano trattenuti dalle imprese di rigassificazione e non accantonati presso la Cassa, al fine di non porre in capo ad un soggetto terzo passività future proprie dell'operatore infrastrutturale. Tuttavia, l'Autorità ritiene di confermare la proposta di accantonare i fondi presso la Cassa in quanto l'entità dei costi da sostenere è in genere incerta, e le imprese di rigassificazione potrebbero essere incentivate a sovrastimare i costi al fine di ottenere un incremento dei ricavi riconosciuti. L'attribuzione dei relativi ricavi alla Cassa renderebbe le imprese neutrali.
- 13.4 Non si ritiene inoltre opportuno prevedere alcun meccanismo di conguaglio tra costi effettivi e il gettito accantonato, al fine di incentivare le imprese a fornire stime accurate in merito all'ammontare di detti costi. La possibilità di rivedere l'ammontare della componente di ricavo al termine di ciascun periodo di regolazione dovrebbe infatti consentire, nel caso in cui le stime presentate siano accurate, di accantonare risorse sufficienti alla copertura di detti costi. L'introduzione di un meccanismo di conguaglio potrebbe fornire un incentivo a sottostimare i costi di ripristino, al fine di sgravare gli utenti del terminale dalla copertura degli oneri di ripristino.

S 8. Osservazioni in merito ai criteri per il riconoscimento dei costi di ripristino.

14 Determinazione dei costi operativi riconosciuti

Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento (anno 2012)

- 14.1 Per quanto concerne i criteri generali di determinazione dei costi operativi effettivi l'Autorità intende confermare le proposte indicate nel primo documento per la consultazione (cfr. Paragrafi da 15.1 a 15.9 del primo documento per la consultazione) in quanto le osservazioni degli operatori non hanno evidenziato particolari criticità in merito.
- 14.2 In particolare, l'Autorità è orientata considerare i costi sostenuti dalle imprese nell'esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, vale a dire all'anno 2012, purché di natura ricorrente ed attribuiti al servizio di rigassificazione del gas naturale.

- 14.3 L'Autorità intende inoltre confermare la proposta di escludere dall'applicazione del *price cap* i costi associati alla copertura dei consumi e perdite della catena della rigassificazione, nel caso in cui il terminale utilizzi energia elettrica in luogo del gas naturale, in quanto detti costi non sono comprimibili e pertanto devono essere trasferiti direttamente agli utenti.
- 14.4 Sempre in relazione al perimetro dei costi riconosciuti, nelle osservazioni al primo documento per la consultazione un operatore non ha condiviso l'ipotesi di escludere, dai costi riconosciuti, i costi di assicurazione del gas immesso nei serbatoi. Tuttavia, l'Autorità non ritiene opportuno riconoscere detto costo in quanto il rischio associato all'attività di rigassificazione è già coperto dal rischio sistemico dell'attività. In termini più generali l'Autorità intende riconoscere esclusivamente i costi assicurativi derivanti esplicitamente da norme di legge, laddove l'impresa enuclei l'ammontare di tali costi dagli altri oneri assicurativi.

Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012

- 14.5 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende limitare il mantenimento in capo alle imprese dei benefici derivanti dai maggiori recuperi di efficienza, residuati dal precedente periodo di regolazione, secondo un opportuno dimensionamento del recupero di produttività (cfr. Capitolo 19).
- 14.6 In sostanziale continuità con il terzo periodo di regolazione, il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2014 sarà pertanto determinato a partire dai seguenti elementi:
- a) costo effettivo rilevato nell'anno 2012, in coerenza con il servizio di trasporto, determinato secondo le modalità precisate nei precedenti paragrafi da 14.1 a 14.4;
 - b) valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel terzo periodo di regolazione, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti (*PS1*);
 - c) maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti (*PS2*).
- 14.7 In termini formali la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2014 relativa ai costi operativi per l'attività di rigassificazione del Gnl è determinata applicando la seguente formula:

$$COR_{14} = \left[COE_{12} + \frac{4}{9} \cdot PS1_{07} \cdot (1 + RPI_{08} - X_{2PR}) \cdot \prod_{i=09}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} \cdot PS2_{12} \right] \cdot \prod_{i=13}^{14} (1 + RPI_i)$$

dove:

- COR_{14} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014;
- COE_{12} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2012;
- $PS1_{07} = 0,5 \max(COR_{07} - COE_{07}; 0)$;

- RPI_{08} è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* nell'anno termico 2007-2008, pari a 2,1%;
- X_{2PR} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione;
- RPI_i è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap*, che assume valore pari al 2% per l'anno termico 2008-2009, 3,3% per l'anno termico 2009-2010, 0,7% per l'anno termico 2010-2011, 1,6% per l'anno termico 2011-2012, 2,8% per il periodo ottobre 2012 – dicembre 2013; per l'anno 2014 saranno utilizzati tassi di variazione medi annui dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevati dall'Istat con riferimento ai periodi rilevanti ai fini degli aggiornamenti tariffari;
- $PS2_{12} = 0,5 \cdot \left[COR_{12} - \frac{6}{9} PS1_{07} \cdot (1 + RPI_{08} - X_{2PR}) \cdot \prod_{i=09}^{12} (1 + RPI_i) - COE_{12} \right]$
è la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del terzo periodo regolatorio;
- COR_{12} è la quota parte dei ricavi tariffari conseguiti nell'anno termico 2011-2012 a copertura dei costi operativi.

14.8 La formula di cui al paragrafo 14.7 è applicabile nel caso in cui risulti, come nelle attese dell'Autorità, che:

$$COR_{12} - \frac{6}{9} PS1_{07} \cdot (1 + RPI_{08} - X_{2PR}) \cdot \prod_{i=09}^{12} (1 + RPI_i) > COE_{12}$$

In caso contrario, l'Autorità intende porre:

$$COR_{14} = [COE_{12} \cdot \prod_{i=13}^{14} (1 + RPI_i)] + [\frac{4}{9} \cdot PS1_{07} \cdot (1 + RPI_{08} - X_{2PR}) \cdot \prod_{i=09}^{14} (1 + RPI_i)]$$

In tal caso, comunque, l'Autorità avvierà specifiche verifiche e approfondimenti per analizzare le cause dell'incremento del costo effettivo rispetto al costo riconosciuto.

S 9. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione dei costi operativi.

15 Ripartizione dei ricavi

- 15.1 Nel precedente documento per la consultazione, l'Autorità aveva evidenziato come l'utilizzo di una soglia minima indifferenziata per la determinazione della componente di *capacity* potrebbe comportare discriminazioni tra le diverse imprese di rigassificazione, per effetto della differente incidenza delle quote di costo.
- 15.2 La definizione di un criterio di ripartizione dei ricavi differenziata che intercetti la specificità delle imprese di rigassificazione consentirebbe di riflettere la reale struttura dei costi. Per contro, la valutazione della natura dei costi operativi

sostenuti dalle imprese di rigassificazione può risultare di difficile attuazione, sia per la complessità del servizio, sia per la presenza di asimmetrie informative tra il regolatore e le imprese che erogano il servizio.

- 15.3 Ai fini di un'adeguata identificazione della struttura tariffaria si deve, inoltre, tener conto che gran parte dei costi variabili è costituita dai consumi e dalle perdite del terminale.
- 15.4 A tal proposito, nel definire i nuovi criteri per la ripartizione dei ricavi, l'Autorità si è posta i seguenti obiettivi specifici:
- a) adottare un criterio di ripartizione dei ricavi che rifletta maggiormente la struttura dei costi del servizio;
 - b) ridurre il livello di incertezza relativo al recupero dei costi fissi;
 - c) ridurre il rischio di discriminazioni tra operatori;
 - d) garantire la semplicità amministrativa.
- 15.5 L'Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative:
- **Ipotesi A.1:** prevede il mantenimento dell'attuale criterio di ripartizione dei ricavi; tale criterio attribuisce le quote di ricavo relative ad ammortamenti e remunerazione del capitale investito alla componente *capacity* e la quota di ricavo relativa ai costi operativi alla componente *commodity*, prevedendo contestualmente che la componente di ricavo di *capacity* non possa comunque essere inferiore al 90% dei ricavi complessivi.
 - **Ipotesi A.2:** prevede l'attribuzione delle quote di ricavo relative ad ammortamenti e remunerazione del capitale investito alla componente *capacity* e la quota di ricavo relativa ai costi operativi alla componente *commodity*, senza prevedere alcun livello minimo della componente di *capacity*.
 - **Ipotesi A.3:** prevede di attribuire alla componente *commodity* i costi variabili e alla componente *capacity* i costi fissi.
 - **Ipotesi A.4:** prevede di attribuire il 100% dei ricavi complessivi alla componente *capacity*.
- 15.6 Nell'ambito della consultazione, le ipotesi A.4 a A.3 sono risultate le preferite dagli operatori, in quanto entrambe consentono sostanzialmente di riflettere la struttura dei costi del servizio.
- 15.7 L'Autorità è orientata ad adottare l'ipotesi A.4, anche in ragione della complessità amministrativa che caratterizza l'ipotesi A.3: infatti, sebbene consenta di riflettere la reale struttura dei costi del servizio, risulterebbe di difficile applicazione in quanto la ripartizione dei costi operativi in costi fissi e variabili non è di semplice individuazione.
- 15.8 L'ipotesi A.4 consente comunque di riflettere la struttura dei costi del servizio nel caso in cui i costi operativi associati al servizio di rigassificazione siano prevalentemente costi fissi. Questa assunzione risulta rispettata specialmente nel caso in cui i consumi e le perdite dei terminali, per loro natura costi strettamente

variabili in funzione dell'utilizzo del terminale, siano esclusi dalla determinazione dei costi operativi riconosciuti e allocati in natura.

16 Incentivazione per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione

- 16.1 Nel primo documento per la consultazione, l'Autorità ha manifestato l'intenzione di confermare nella sostanza il meccanismo di incentivazione basato sul riconoscimento di una maggiore remunerazione ai nuovi investimenti, prevedendo al contempo l'introduzione graduale di meccanismi di incentivazione di tipo *output-based*.
- 16.2 La definizione delle metodologie per la valutazione dei costi e dei benefici associati ai nuovi investimenti richiede ulteriori approfondimenti e, pertanto, l'Autorità intende sviluppare detto meccanismo nel corso del quarto periodo di regolazione, prevedendo la sua possibile introduzione in via sperimentale a partire dal secondo o terzo anno del periodo, a valle di ulteriori specifiche consultazioni. In attesa della definizione di detto meccanismo si propone una limitata ridefinizione delle categorie di investimento incentivate e della maggiore remunerazione, anche al fine di semplificare il quadro regolatorio e rispondere a principi di maggiore selettività nell'incentivazione di nuovi investimenti.
- 16.3 Gli investimenti che saranno effettuati nel corso del quarto periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2014, saranno attribuiti alle seguenti tipologie di investimento:
- tipologia $G_{(4)}=1$, relativa agli investimenti di sostituzione e derivanti da obblighi normativi, inclusi gli investimenti destinati alla sicurezza, per i quali non sono riconosciute maggiorazioni del tasso di remunerazione;
 - tipologia $G_{(4)}=2$, relativa agli investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti o alla realizzazione di nuovi terminali, per i quali è prevista una maggiore remunerazione pari al 2% per una durata di 16 anni.
- 16.4 L'Autorità tuttavia non intende applicare alcun tipo di meccanismo di incentivazione per terminali non ricompresi nell'elenco delle infrastrutture strategiche che saranno individuate con decreto della Presidente del Consiglio dei Ministri.

S 10. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione realizzazione di nuovi terminali.

Trattamento dei costi compensativi

- 16.5 Per quanto riguarda il trattamento delle spese di investimento derivanti da costi compensativi, l'Autorità intende confermare, in continuità con il terzo periodo di regolazione, il meccanismo proposto nel primo documento per la consultazione (cfr. Paragrafi da 17.8 a 17.14 del primo documento per la consultazione), in relazione al quale non sono emerse particolari criticità in sede di consultazione.

17 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per i nuovi terminali

17.1 Per quanto concerne le modalità di determinazione del vincolo sui ricavi per i nuovi terminali, l'Autorità intende confermare le proposte indicate nel primo documento per la consultazione (cfr. Paragrafi da 18.1 a 18.8 del primo documento per la consultazione), in relazione alle quali non sono emerse particolari criticità in sede di consultazione.

17.2 In particolare, è stato proposto che:

- per i primi due anni di attività i costi operativi siano approvati dall'Autorità a partire da una proposta presentata dall'impresa di rigassificazione, supportata da un confronto con realtà simili o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri;
- nel caso in cui un terminale di Gnl entri in esercizio in corso d'anno, si provveda a riproporzionare il valore del vincolo sui ricavi in ragione dei mesi in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile, prevedendo che in caso di eventuali ritardi nell'ultimazione delle opere per la messa a disposizione della capacità, tale ricavo possa essere proporzionalmente ridotto.

18 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari

18.1 Per quanto concerne le modalità di determinazione del vincolo sui ricavi per i nuovi terminali, l'Autorità intende confermare le proposte indicate nel primo documento per la consultazione (cfr. Paragrafi da 19.1 a 19.6 del primo documento per la consultazione), in relazione alle quali non sono emerse particolari criticità in sede di consultazione.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto

18.2 Il capitale investito riconosciuto sarà aggiornato considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
- b) gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, inclusa la variazione delle immobilizzazioni in corso, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (IPCO) maturati successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio di rigassificazione;
- c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
- d) l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali dei cespiti di cui al Capitolo 12;
- e) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti

- 18.3 L'aggiornamento del valore degli ammortamenti riconosciuti avviene per ogni anno con riferimento all'anno solare precedente, considerando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
 - b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespiti, della durata convenzionale dei cespiti di cui al Capitolo 12;
 - c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
 - d) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

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

- 18.4 Al capitale investito riconosciuto relativo agli investimenti soggetti ad un regime di incentivazione è applicata la corrispondente maggiore remunerazione fino al completamento del periodo di riconoscimento dell'incentivo.
- 18.5 Il capitale investito riconosciuto relativo agli investimenti soggetti ad incentivazione si aggiorna secondo le medesime modalità di cui al precedente Paragrafo 18.2.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti

- 18.6 L'Autorità propone di aggiornare la quota parte dei ricavi riconducibile ai costi operativi attraverso il criterio del *price-cap* tenendo conto di:
- a) RPI_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
 - b) *X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, determinato secondo quanto proposto nel Capitolo 19;
 - c) *Y* è il parametro relativo a variazioni dei vincoli sui ricavi in relazione a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo.

19 Criteri per la fissazione dell'*X-factor*

- 19.1 Ai fini della fissazione dell'*X-factor* per il prossimo periodo di regolazione, l'Autorità intende confermare le proposte indicate nel primo documento per la consultazione (cfr Paragrafi da 20.1 a 20.5 del primo documento per la consultazione), in relazione alle quali non sono emerse particolari criticità in sede di consultazione.

19.2 L'*X-factor* sarà pertanto calcolato secondo la seguente formula, che prevede, con un intervento di linearizzazione, la fissazione di un fattore di recupero costante, pur tenendo conto dell'effetto atteso dell'inflazione:

$$X_{QPR} = a * \left[1 - \sqrt[3]{\left(1 - 3 * \frac{RID}{COR_{14}}\right)} \right]$$

dove:

- $a = 1 + rpi$, essendo rpi il tasso annuo d'inflazione atteso per il quarto periodo regolatorio, come assunto per la determinazione del WACC;
- $RID = \frac{1}{9} PS1_{07} \cdot (1 + RPI_{08} - X_{2PR}) \cdot \prod_{i=09}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{1}{9} PS2_{12} \prod_{i=13}^{14} (1 + RPI_i)$

PARTE IV STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA

20 Impatto dell'evoluzione del regime regolatorio sulla struttura tariffaria

- 20.1 Come già indicato nella precedente consultazione, l'Autorità intende introdurre gradualmente meccanismi di tipo concorsuale per l'assegnazione della capacità dei terminali di rigassificazione, al fine di assicurare un utilizzo efficiente delle infrastrutture disponibili e la corretta valorizzazione del servizio.
- 20.2 In tale contesto l'Autorità continuerà a definire i ricavi riconosciuti per i terminali soggetti a regime regolato, mentre i corrispettivi per l'aggiudicazione del servizio saranno determinati in esito alle procedure di assegnazione del servizio di rigassificazione.
- 20.3 Le disposizioni relative alla struttura tariffaria descritte nella presente Parte, pertanto, potranno essere modificate e integrate in seguito all'introduzione di procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di rigassificazione.

21 La struttura tariffaria

Ipotesi di introduzione di una tariffa unica nazionale di rigassificazione

- 21.1 Nell'ambito della precedente consultazione l'Autorità aveva proposto l'introduzione di una tariffa unica nazionale. Tuttavia, dalle osservazioni pervenute al primo documento per la consultazione è emersa un'ampia preferenza per il mantenimento di tariffe differenziate per terminale. L'implementazione di una tariffa unica, tra l'altro, come evidenziato da alcuni operatori, potrebbe dare luogo a forme di sussidio tra terminali caratterizzati da un livello di efficienza differente.
- 21.2 Pertanto, anche in ragione della riformulazione degli obiettivi di intervento richiamata in precedenza, l'Autorità è orientata a mantenere l'attuale struttura tariffaria che prevede tariffe differenziate tra terminali.
- 21.3 Tale approccio, inoltre, appare maggiormente coerente con la possibile futura introduzione di meccanismi concorsuali per l'assegnazione della capacità.

Tariffa costante nel tempo

- 21.4 Come già evidenziato nel primo documento per la consultazione, l'applicazione dei criteri descritti precedentemente per la determinazione del capitale investito riconosciuto comporta un vincolo ai ricavi decrescente nel tempo, per effetto del progressivo incremento del fondo di ammortamento dei cespiti. La progressiva riduzione dei ricavi riconosciuti (e conseguentemente della tariffa) può comportare sussidi incrociati tra utenti del servizio, in funzione del periodo di utilizzo dell'infrastruttura. Agli utenti che utilizzano l'infrastruttura in prossimità del termine della vita utile del terminale sarebbe applicata, per lo stesso servizio, una tariffa nettamente inferiore a quella applicata agli utenti che utilizzino il terminale negli anni immediatamente successivi alla messa in esercizio.

- 21.5 A tal proposito, l’Autorità aveva valutato l’ipotesi di introdurre una metodologia che prevedesse la determinazione di una componente di ricavo per la remunerazione del capitale investito costante per tutto il periodo di operatività del terminale (che dovrà essere opportunamente definito), in modo da dare una maggiore stabilità alla tariffa. Tale quota di ricavo (costante) potrebbe essere determinata in modo da mantenere invariato il valore attualizzato dei ricavi rispetto all’attuale modalità di calcolo, che prevede una quota di ricavo decrescente in funzione dell’incremento del fondo di ammortamento.
- 21.6 L’Autorità è orientata a confermare tale approccio, secondo la seguente modalità di calcolo:
- a) definire la componente costante di ricavi a copertura del *CIR* a partire dal valore residuo del capitale investito riconosciuto, nel caso di terminali esistenti;
 - b) fissare, al solo fine della determinazione delle tariffe, un valore del capitale investito riconosciuto costante per il periodo di operatività del terminale;
 - c) determinare il periodo residuo di operatività del terminale, ai soli fini tariffari, sulla base della vita utile media regolatoria dei cespiti;
 - d) prevedere che il valore costante di cui alla precedente lettera b) sia determinato in modo che il valore attualizzato del *CIR* risulti pari al valore che si sarebbe ottenuto applicando le regole vigenti, che prevedono una riduzione progressiva del *CIR* nel periodo di operatività del terminale;
 - e) effettuare l’attualizzazione di cui alla precedente lettera d) applicando un tasso pari al *WACC*;
 - f) definire la componente di ricavo a copertura del *CIR* sulla base del prodotto tra il valore costante del *CIR* ed il tasso di remunerazione del capitale investito;
 - g) adeguare il valore costante del *CIR* annualmente attraverso l’applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi;
 - h) calcolare la componente di ricavo costante relativa ad investimenti realizzati successivamente all’entrata in esercizio del terminale, sulla base della medesima metodologia di cui alle precedenti lettere da a) a g), prevedendo tuttavia l’utilizzo della vita utile residua dell’impianto ai fini dell’attualizzazione di cui alla precedente lettera e).
- 21.7 Il valore della componente di ricavo costante sarà inoltre rideterminato all’inizio di ciascun periodo di regolazione al fine di tenere conto della variazione del *WACC*.

S 11. Osservazioni in merito alle modalità di calcolo della tariffa costante nel tempo.

S 12. Osservazioni in merito ad eventuali criticità derivanti dall’adozione di una tariffa costante in presenza di vite utili differenziate per tipologia di cespiti e in merito all’adozione di un unico valore di vita utile ai fini del calcolo delle tariffe.

La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo

- 21.8 L'Autorità, come indicato nel primo documento per la consultazione, intende semplificare la struttura tariffaria prevedendo la soppressione del corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento (*Cna*).
- 21.9 La proposta è stata sostanzialmente condivisa dagli operatori in sede di consultazione. La stretta relazione tra il numero di approdi conferiti e la capacità impegnata, stante la sostanziale standardizzazione della capacità delle navi metaniere che accedono a ciascuno dei due terminali di rigassificazione operativi, rende di fatto ridondante l'applicazione di uno specifico corrispettivo per gli approdi.
- 21.10 L'Autorità, come precisato nel Capitolo 15, intende inoltre adottare una ripartizione dei ricavi che attribuisca il 100% dei ricavi alla componente *capacity*.
- 21.11 La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo su base annuale *TL* è pertanto data dalla seguente formula:

$$TL = Cqs * QS$$

dove:

- *Cqs* è il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido consegnabile nell'anno;
 - *QS* sono le quantità contrattuali di Gnl consegnabili nell'anno, espresse in metri cubi di Gnl liquido consegnabile nell'anno.
- 21.12 In via transitoria, per i primi due anni del nuovo periodo di regolazione, sarà inoltre applicata una componente capacitiva addizionale Cqs^V , finalizzata a gestire il recupero di scostamenti tra i consumi e le perdite effettive e quelli riconosciuti nel terzo periodo di regolazione. Tale corrispettivo nel terzo periodo era applicato ai quantitativi di gas rigassificati. L'eliminazione del corrispettivo variabile comporta il recupero di detti oneri attraverso una componente capacitiva.
- 21.13 Al fine di evitare duplicazioni il corrispettivo di impegno *Cqs* non è dovuto dall'utente del servizio continuativo per la capacità di rigassificazione non utilizzata ma resa disponibile e conferita dall'impresa di rigassificazione ai sensi dell'articolo 6, comma 1, lettera b) della deliberazione n. 167/05, riproporzionata in funzione del periodo di disponibilità. Ciò in coerenza con quanto previsto dall'articolo 9 della deliberazione n. 167/05 che ha stabilito criteri mirati, tra l'altro, all'individuazione, con un opportuno anticipo, della capacità di rigassificazione che gli utenti primari non utilizzano e che può quindi essere messa a disposizione di soggetti terzi. In particolare, si è previsto che la capacità non programmata con due mesi di anticipo rispetto al suo utilizzo sia automaticamente messa a disposizione all'impresa di rigassificazione per il conferimento a terzi.
- 21.14 Il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di gas naturale liquefatto, *Cqs*, è calcolato come rapporto tra la quota di ricavi attribuita alla componente *capacity* e la capacità massima di gas naturale liquefatto consegnabile nell'anno all'impianto. A tal proposito, più operatori hanno

proposto di utilizzare, quale *driver* per il calcolo del corrispettivo, la capacità prevista in conferimento. Tale soluzione, tuttavia, comporterebbe una sovrapposizione con la disciplina del fattore di garanzia, in quanto i ricavi riconosciuti sarebbero sempre conseguiti (tramite l'incremento della tariffa unitaria). Pertanto, l'Autorità propone di definire la tariffa sulla base della capacità tecnica.

- 21.15 Per quanto concerne la determinazione del corrispettivo di misura, si propone di adottare il medesimo approccio prospettato per il trasporto, e cioè che in attesa della definizione di un quadro normativo certo in materia si applichino, in via transitoria, i medesimi criteri di regolazione dell'attività di rigassificazione.

La tariffa per il servizio di rigassificazione spot

- 21.16 L'Autorità, per il quarto periodo di regolazione, intende prevedere che l'impresa di rigassificazione offra la capacità disponibile attraverso procedure concorsuali, applicando come base d'asta il corrispettivo di impegno *Cqs*.
- 21.17 L'utilizzo del corrispettivo di impegno come base d'asta assicura la copertura dei ricavi riconosciuti anche nel caso di assegnazioni *spot* della capacità.

22 Corrispettivi per la fornitura di servizi aggiuntivi rispetto al servizio di rigassificazione

- 22.1 L'Autorità, come indicato nel primo documento per la consultazione, intende confermare il principio che nella determinazione della tariffa confluiscono i costi di tutti i servizi offerti dall'impresa; per eventuali ulteriori servizi, le tariffe sono determinate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza.
- 22.2 Pertanto, l'impresa di rigassificazione ha facoltà di offrire in maniera non discriminatoria eventuali ulteriori servizi (servizi aggiuntivi) rispetto al servizio di rigassificazione, presentando all'Autorità una proposta recante le condizioni tecniche ed economiche per l'offerta dei suddetti servizi aggiuntivi ai fini della loro approvazione.
- 22.3 Al fine di evitare una duplicazione nel riconoscimento dei costi, le condizioni economiche di cui al precedente Paragrafo 22.2 devono essere determinate sulla base dei costi (diretti ed indiretti) sottostanti al servizio offerto, enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione e non già compresi nei costi operativi di cui al precedente Capitolo 14.
- 22.4 L'impresa di rigassificazione pubblica le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione dei servizi aggiuntivi ed offre il relativo servizio assicurando trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.
- 22.5 Tra i servizi aggiuntivi sono ricompresi anche i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, nel caso in cui tali servizi siano offerti al di fuori di un ambito portuale e non siano conseguentemente sottoposti alla regolazione definita dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

23 Consumi e perdite dei terminali

23.1 Ai fini della formulazione delle proposte di revisione del trattamento dei consumi e delle perdite del terminale l'Autorità si è posta i seguenti obiettivi specifici:

- a) garantire una maggiore aderenza della tariffa ai costi sottostanti l'erogazione del servizio di rigassificazione;
- b) garantire trasparenza agli utenti del terminale in relazione al contributo in natura pagato per la copertura di consumi e perdite del terminale;
- c) garantire semplicità amministrativa;
- d) assicurare certezza della copertura dei costi sostenuti dall'impresa di rigassificazione.

23.2 A tal fine, l'Autorità ha individuato le seguenti proposte alternative di intervento:

- **Ipotesi B.1:** mantenimento del criterio in vigore per il terzo periodo di regolazione che prevede la determinazione di una quota percentuale di gas Q_{CP} su base annuale;
- **Ipotesi B.2:** consentire alle imprese di adeguare la quota percentuale di allocazione di gas Q_{CP} in modo automatico in corso di anno, mantenendo l'attuale meccanismo di compensazione tariffaria su eventuali scostamenti residui a fine anno tra consumi effettivi e consumi riconosciuti;
- **Ipotesi B.3:** prevedere la possibilità per le imprese di adeguare la quota percentuale di allocazione di gas Q_{CP} in corso d'anno, sulla base del consumo effettivo e delle previsioni di esercizio del terminale, anche al fine di compensare in natura eventuali scostamenti tra consumi effettivi e consumi riconosciuti.

23.3 Nell'ambito della consultazione, gli operatori hanno manifestato una preferenza per le ipotesi B.1 (mantenimento del criterio attuale) e B.3 (modifica della percentuale in corso d'anno).

23.4 L'Autorità nel definire i criteri di riconoscimento di detti costi intende tenere conto del fatto che l'impresa di rigassificazione non dispone di strumenti per il loro contenimento in quanto si tratta di costi non controllabili.

23.5 L'Autorità ritiene preferibile l'opzione B.3, in quanto la soluzione B.1, pur garantendo continuità con i criteri tariffari in vigore nel terzo periodo di regolazione, non consente una piena aderenza delle tariffe ai costi in quanto agli utenti del servizio potrebbe essere applicata una quota percentuale di gas Q_{CP} che non riflette gli effettivi costi in termini di consumi e perdite della catena di rigassificazione.

23.6 Peraltro gli scostamenti tra la quota percentuale di gas applicata agli utenti e i consumi e le perdite effettivamente sostenuti dal terminale generano delle partite

economiche (positive o negative), conguagliate mediante il corrispettivo variabile di rigassificazione (corrispettivo CVL^U), che determinano una maggiore incertezza sull'entità dei corrispettivi di rigassificazione.

- 23.7 L'ipotesi B.3 garantisce un adeguato livello di minimizzazione degli scostamenti tra il livello di consumi e perdite effettivo e quello riconosciuto all'impresa di rigassificazione dagli utenti del terminale, garantendo al contempo una maggiore aderenza delle tariffe ai costi sottostanti l'erogazione del servizio.

24 Disciplina del bilanciamento di merito economico

- 24.1 L'Autorità, con la deliberazione 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha definito la disciplina di bilanciamento di merito economico per il sistema del gas naturale, prevedendo di adottare inizialmente un assetto di bilanciamento semplificato, di agevole implementazione, al fine di consentire l'avvio della nuova disciplina in tempi brevi. In particolare è stato previsto di rinviare a successivi provvedimenti il coinvolgimento dei terminali di Gnl ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento.
- 24.2 L'Autorità non intende definire una tariffa specifica per tali servizi di flessibilità in quanto l'enucleazione dei relativi costi, sulla base delle informazioni rese disponibili dagli operatori, risulta particolarmente complessa.
- 24.3 Pertanto si propone di lasciare le imprese libere di definire le condizioni tecnico economiche di utilizzo di detti servizi, prevedendo contestualmente il versamento su un apposito conto della Cassa dei relativi ricavi o di una parte dei medesimi, in quanto i costi associati saranno inclusi nella generalità dei costi operativi e conseguentemente coperti dalla tariffa base.
- 24.4 I ricavi versati presso la Cassa saranno utilizzati per la copertura degli oneri associati al meccanismo di garanzia dei ricavi di cui alla successiva Parte V.

PARTE V
MODALITA' APPLICATIVE DEL FATTORE DI GARANZIA

25 Criteri generali della disciplina del fattore di garanzia

- 25.1 Nel documento per la consultazione 150/2012/R/GAS, l'Autorità ha prospettato significative innovazioni rispetto alla regolazione vigente nel precedente periodo, anche con riferimento alla specifica disciplina del fattore di garanzia, prevedendone un'applicazione selettiva, limitatamente ai soli terminali di Gnl che saranno inclusi nell'elenco delle infrastrutture nazionali strategiche di cui all'articolo 3, del decreto legislativo n. 93/11, al fine di superare l'attuale disciplina che prevede il riconoscimento del diritto sulla base dell'ordine temporale di ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio del terminale.
- 25.2 In particolare, nel primo documento per la consultazione è stato proposto di:
- rivedere la soglia della capacità di rigassificazione complessiva del sistema entro la quale opera il fattore di garanzia, al fine di tenere conto dell'individuazione delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11;
 - incrementare il livello di garanzia dei ricavi in modo da assicurare la copertura del 100% dei ricavi di *capacity*.
- 25.3 Per quanto concerne il perimetro di applicazione del fattore di garanzia, come già precisato nel primo documento per la consultazione, l'Autorità, nella prospettiva di garantire una maggiore selettività nell'applicazione di tale disciplina, intende prevedere che tale meccanismo venga applicato esclusivamente ai nuovi terminali che saranno inclusi nell'elenco delle infrastrutture nazionali strategiche, al fine di assicurare che la garanzia sia applicata alle sole infrastrutture necessarie al sistema nazionale del gas. Fino a tale data, e cioè fino all'individuazione delle infrastrutture nazionali strategiche, il riconoscimento del fattore di garanzia ai nuovi terminali continuerà a rimanere sospeso ai sensi della deliberazione 31 ottobre 2012, 451/2012/R/GAS⁷.
- 25.4 A tal riguardo, non si ritiene necessario definire una soglia di capacità di rigassificazione all'interno della quale operi il fattore di garanzia, in quanto le infrastrutture strategiche che potranno beneficiare di tale meccanismo saranno espressamente individuate dall'apposito decreto del Presidente del Consiglio dei ministri.
- 25.5 Sebbene al momento l'elenco delle infrastrutture strategiche non sia stato ancora individuato, con decreto interministeriale⁸ 8 marzo 2013 è stato approvato il documento contenente la SEN. Il documento sottolinea l'opportunità per l'Italia di diventare crocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa, anche al fine

⁷ Disposizioni in materia di applicazione del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione del gas naturale.

⁸ Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

di allineare i prezzi italiani del gas a quelli europei ed incrementare la sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato.

- 25.6 Per quanto concerne il livello di garanzia, l'Autorità intende mantenere il livello già riconosciuto nel precedente periodo di regolazione. Il mantenimento di una copertura parziale dei ricavi assicura che il fattore di garanzia abbia una valenza integrativa dei ricavi, volta a tutelare l'impresa da transitorie riduzioni della capacità assegnata agli utenti, mantenendo fermo l'incentivo a massimizzare l'uso del terminale. Tale aspetto è particolarmente rilevante anche nella prospettiva dell'introduzione di procedure concorsuali per l'assegnazione di capacità di rigassificazione.
- 25.7 Nel caso di terminali che beneficino del diritto all'esenzione dalla disciplina di accesso a terzi, la quota di capacità esente, ai fini dell'applicazione della disciplina del fattore di garanzia, si considera conferita alle condizioni economiche stabilite dall'Autorità e pertanto non è soggetta ad alcuna forma di garanzia.

Requisiti per l'applicazione del fattore di garanzia

- 25.8 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha prospettato la conferma delle disposizioni già applicate nel terzo periodo di regolazione, in relazione alla priorità di accesso alla disciplina del fattore di garanzia. In particolare è stato precisato che la priorità fosse definita con riferimento alla data di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del terminale da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, prevedendo contestualmente la decadenza del diritto nel caso in cui il terminale di Gnl non entrasse in esercizio entro i termini indicati nel provvedimento di autorizzazione.
- 25.9 L'individuazione delle infrastrutture strategiche, a cui sarà applicato il fattore di garanzia, rende non più attuale tale disposizione, in quanto non sarà più necessario individuare una priorità nell'assegnazione di tale diritto e, pertanto, non risulta necessario prevedere alcun criterio per la definizione della priorità all'ottenimento del fattore di garanzia.

Modalità applicative del fattore di garanzia

- 25.10 Il fattore di garanzia FG^L si applica per una durata di 20 anni decorrenti dall'anno in cui l'impresa che gestisce il terminale di Gnl offre il servizio di rigassificazione e presenta all'Autorità le relative proposte tariffarie. La messa in esercizio del terminale e l'effettiva disponibilità della capacità di rigassificazione rappresentano infatti un requisito necessario per l'applicazione della disciplina del fattore di garanzia.
- 25.11 L'impresa di rigassificazione calcola il fattore di garanzia come differenza tra il valore dei ricavi relativi alla componente $capacity RL^C$, aggiornato annualmente secondo i criteri di cui al Capitolo 18, e i ricavi annuali conseguiti dall'impresa mediante l'applicazione dei corrispettivi unitari di impegno Cqs e Cqs_{bid} di cui al Capitolo 21, sulla base della seguente formula:

$$FG_t^L = \alpha RL_t^C - REF_t^L$$

dove:

- FG_t^L , è il fattore di garanzia per l'anno t ;
- α è il livello di garanzia dei ricavi di *capacity*; tale percentuale sarà individuata in modo di mantenere inalterato il livello di garanzia complessivo dei ricavi rispetto al terzo periodo di regolazione, tenuto conto della rimodulazione dell'incidenza della componente di *capacity*; nell'ipotesi che la componente di ricavi copra il 100% dei ricavi complessivi il parametro α sarebbe pari al 64%;
- REF_t^L , sono i ricavi conseguiti applicando il corrispettivo unitario di impegno Cqs e Cqs_{bid} , al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dal presente documento, alle capacità effettivamente conferite per l'anno t .

25.12 Nel caso di terminali in regime di esenzione, ai fini del calcolo della componente REF_t^L derivanti dall'applicazione dei corrispettivi unitari di impegno Cqs , i ricavi relativi alla capacità oggetto di esenzione sono valutati *pro forma* secondo le tariffe approvate dall'Autorità.

Riscossione del gettito a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia ed erogazione delle relative spettanze

25.13 L'Autorità, al fine di riscuotere l'ammontare necessario alla copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia, come indicato nel primo documento per la consultazione, conferma l'applicazione del corrispettivo unitario variabile CV^{FG} da applicare come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV del servizio di trasporto di cui alla *RTTG*.

25.14 La Cassa provvede alla riscossione e all'erogazione delle spettanze del fattore di garanzia entro 6 mesi dalla conclusione di ciascun anno per ciascuna impresa di rigassificazione a valere sul "Conto oneri fattore di garanzia impianti di rigassificazione" già istituito dalla deliberazione ARG/gas 92/08.

S 14. Osservazioni in merito ai criteri, requisiti e modalità applicative del fattore di garanzia ed eventuali proposte alternative motivate.

PARTE VI
CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA E DI ACCESSO AL SERVIZIO DI
RIGASSIFICAZIONE NEI CASI DI RINUNCIA O REVOCA
DELL'ESENZIONE

26 Rinuncia o revoca dell'esenzione

- 26.1 Con la deliberazione 22 maggio 2013, 224/2013/R/GAS, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di criteri applicativi di regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione rilasciata per nuovi terminali di Gnl. L'avvio di un tale procedimento si è reso necessario al fine di colmare una lacuna nella regolazione dell'Autorità, la quale non chiarisce quale sia la disciplina applicabile, appunto, nei casi in cui una nuova infrastruttura che benefici di un'esenzione perda un tale titolo (ciò che si può verificare nei casi di rinuncia o di revoca per gravi inadempimenti del titolare).
- 26.2 La predetta lacuna costituisce una situazione di incertezza potenzialmente grave, soprattutto in ragione dell'attuale evoluzione del contesto macroeconomico e dell'impatto che il medesimo quadro sta avendo sulle iniziative di investimento in infrastrutture energetiche in regime di esenzione. Tale situazione pone l'esigenza di un intervento tempestivo da parte dell'Autorità, almeno in relazione ai terminali Gnl (atteso che le esenzioni rilasciate sino a oggi in Italia riguardano tutte nuovi terminali).
- 26.3 Per tali ragioni, in applicazione di quanto previsto al comma 4.2 della deliberazione GOP 46/09, le tempistiche per la conclusione del processo di consultazione relativo al trattamento dei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di Gnl sono più stringenti rispetto a quelle previste per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria. Le osservazioni in merito a questa specifica parte del presente documento per la consultazione dovranno essere inviate entro e non oltre il 10 giugno 2013, al fine di assicurare la chiusura del relativo procedimento nei termini previsti nella deliberazione 224/2013/R/GAS.
- 26.4 Prima di illustrare gli orientamenti dell'Autorità, sui concreti interventi che intende adottare in materia tariffaria (Capitolo 27) e di condizioni di accesso al terminale (Capitolo 28), occorre premettere alcune considerazioni generali sui principi che regolano la materia dell'esenzione e che devono essere tenuti necessariamente presenti nella definizione della disciplina applicativa nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione medesima.
- 26.5 In attuazione della direttiva 2003/55/CE e della direttiva 2009/73/CE, l'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04, come da ultimo modificato dal decreto legislativo n. 93/11, riconosce alle società che investono, direttamente o indirettamente, in nuove infrastrutture (o in significativi potenziamenti di quelle esistenti) di interconnessione tra reti nazionali di gasdotti degli Stati membri dell'Unione Europea (c.d. *interconnectors*), in nuovi terminali di Gnl, o in nuovi impianti di stoccaggio in sotterraneo, "*tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuovi fonti di approvvigionamento*", la facoltà di chiedere, con riferimento alla capacità di nuova realizzazione, un'esenzione, tra l'altro, dalla

disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi e/o dalla disciplina tariffaria, per un periodo non superiore a 25 anni (di seguito: esenzione per nuove infrastrutture gas o esenzione).

- 26.6 L'esenzione per nuova infrastruttura costituisce una deroga all'applicazione dei limiti previsti dalla regolazione tariffaria e delle condizioni di accesso definite dall'Autorità, che attribuisce al titolare che si impegna a realizzare la nuova infrastruttura e che si assume il relativo rischio, un preciso vantaggio competitivo: quello di poter utilizzare in via esclusiva (o prevalente) per un prolungato periodo di tempo la nuova infrastruttura senza essere tenuto a consentirne l'utilizzo a terzi a tariffe regolate.
- 26.7 Inoltre, l'esenzione si giustifica in ragione del fatto che il livello di rischio connesso all'investimento deve essere tale che l'investimento stesso non sarebbe realizzato senza l'esenzione (art. 22, par. 1, lett. *b*), direttiva 2003/55/CE, e art. 36, par. 1, lett. *c*), direttiva 2009/73/CE). Ciò significa che, ai fini della decisione di investimento nella realizzazione del terminale, è solo l'esenzione che può assumere rilievo, e non anche la concreta disciplina vigente in quel momento in materia di corrispettivi e accesso al sistema, atteso che tale disciplina, da un lato, trova applicazione solo nel momento in cui la nuova infrastruttura diviene operativa e, dall'altro lato, è soggetta a modifiche nel tempo da parte dell'Autorità rispetto alle sopravvenute esigenze del sistema.
- 26.8 Dalle considerazioni sopra svolte segue che, poiché l'esenzione per nuova infrastruttura gas attribuisce a chi ne beneficia un regime di maggior favore rispetto agli operatori sottoposti ai vincoli e ai limiti della regolazione dell'Autorità, la revoca o la rinuncia all'esenzione stessa non può comportare per il soggetto che ne era titolare il conseguimento di benefici ulteriori rispetto a quelli conseguibili in regime di esenzione, con oneri a carico della generalità dei clienti. Ciò comporta che la disciplina dei casi di perdita dell'esenzione deve perseguire la finalità di evitare che, dall'applicazione della regolazione dell'Autorità vigente al momento in cui si perfeziona la rinuncia o la revoca dell'esenzione, possano derivare benefici ulteriori per il titolare dell'esenzione nonché oneri impropri per il sistema.
- 26.9 Il generale principio sopra richiamato trova già applicazione con riferimento all'attuale regolazione dell'Autorità definita con la deliberazione n. 168/06 e la deliberazione ARG/gas 2/10, in materia di accesso alla rete nazionale di gasdotti conseguente all'esenzione di *interconnectors* e di terminali di Gnl.
- 26.10 Con tali provvedimenti, infatti, l'Autorità ha definito una disciplina speciale del contratto di allacciamento tra gestore della infrastruttura esente e impresa maggiore di trasporto, impegnando quest'ultima a realizzare i necessari interventi di adeguamento della rete nazionale di gasdotti (valutati in esito a una apposita "procedura aperta"), a fronte dell'impegno del gestore a chiedere il conferimento di capacità in misura corrispondente all'esenzione per identico periodo di tempo. Pertanto, specie nei casi in cui l'impresa maggiore di trasporto abbia realizzato l'investimento pattuito, l'eventuale rinuncia o revoca dell'esenzione non fa venir meno l'impegno per il gestore dell'infrastruttura che era esente di chiedere il conferimento nella misura e per i tempi previsti dalle richiamate deliberazioni n. 168/06 e ARG/gas 2/10.

27 Criteri generali sul regime tariffario in caso di rinuncia all'esenzione

- 27.1 La rinuncia all'esenzione da parte di un operatore comporta il riconoscimento del fatto che, per quel determinato terminale, l'investitore ritiene che non sussistano più le condizioni per un'allocazione a mercato della capacità, e dunque per la sostenibilità economica a mercato dell'infrastruttura stessa.
- 27.2 Anche per tale ragione, si ritiene che la rinuncia all'esenzione debba essere una scelta definitiva, non modificabile nel tempo. Contrariamente, si creerebbero i presupposti per cui l'investitore potrebbe richiedere l'applicazione dell'uno o dell'altro regime in ragione delle mutate condizioni di mercato, anche in più occasioni, potendo ottenere gli eventuali vantaggi di un regime di mercato senza sopportarne i relativi rischi.
- 27.3 Analogamente, la rinuncia all'esenzione non può comportare l'applicazione, al terminale, di un regime analogo a quello che si avrebbe nel caso in cui il terminale avesse deciso fin da subito di assoggettarsi ad un regime regolato, con la conseguente potenziale attribuzione di oneri impropri alla generalità dei clienti.
- 27.4 Per tale motivo e in coerenza con il più generale principio di efficienza e selettività degli investimenti, come meglio precisato nei successivi paragrafi, l'Autorità intende escludere dal computo dei ricavi riconosciuti per l'applicazione del fattore di garanzia qualsiasi forma di incentivazione alla realizzazione di nuovi investimenti, mantenendo tuttavia l'incentivazione riconosciuta per i nuovi investimenti ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento dell'impresa.
- 27.5 Ad eccezione delle disposizioni relative al fattore di garanzia, anche nel caso di rinuncia o revoca dell'esenzione dall'accesso a terzi si confermano i criteri di regolazione tariffaria vigenti per la generalità dei terminali di rigassificazione del Gnl.

Fattore di garanzia in caso di rinuncia all'esenzione

- 27.6 Il fattore di garanzia è stato introdotto al fine di agevolare la realizzazione di nuovi investimenti, attraverso una maggiore certezza del flusso atteso di ricavi. Inoltre, l'istituto del fattore di garanzia consente di mantenere in esercizio i terminali esistenti che contribuiscono alla sicurezza del sistema del gas naturale, assicurando una parziale copertura dei ricavi relativi all'impegno di capacità anche in caso di mancato conferimento della capacità del terminale.
- 27.7 La scelta di un operatore di richiedere l'esenzione è frutto di una scelta imprenditoriale che comporta l'assunzione di un rischio di impresa, controbilanciato dalla prospettiva di ottenere maggiori margini rispetto a quelli stabiliti ai fini regolatori. In questo caso, è la prospettiva di allocare la capacità di rigassificazione a mercato a rendere finanziabile, e dunque realizzabile, l'investimento.
- 27.8 Pertanto, in questa ottica risulta evidente come le norme tariffarie approvate dall'Autorità non rivestano un ruolo significativo ai fini della decisione di investimento. Ciò vale, in primo luogo, per l'istituto del fattore di garanzia che,

come già richiamato, è stato introdotto al fine di agevolare la realizzazione di nuovi investimenti attraverso una maggiore certezza del flusso atteso di ricavi.

- 27.9 Più in particolare, l'istituto del fattore di garanzia assicura ai terminali esistenti ed entrati in esercizio (quindi strategici per la politica energetica nazionale) una parziale copertura dei ricavi relativi all'impegno di capacità anche in caso di mancato conferimento della capacità del terminale. Il livello di tale copertura è però fissato (sia dalla regolazione attuale, sia negli orientamenti relativi al prossimo periodo di regolazione di cui alla Parte V del presente documento per la consultazione) in una misura tale da non assicurare comunque l'equilibrio economico finanziario di un gestore che non sia in grado di contrattualizzare la capacità del terminale.
- 27.10 Inoltre, il fattore di garanzia presuppone che il terminale di Gnl sia già in esercizio e produca ricavi, con la conseguenza che esso non è uno strumento equipollente a quello dell'esenzione, che, invece, opera ancora più a monte del fattore di garanzia, nella decisione dell'investimento, perché presume una valutazione di convenienza economica dell'infrastruttura per l'intero sistema.
- 27.11 In secondo luogo, e a maggior ragione, ai fini della decisione dell'investimento, non assume rilievo neppure l'incentivo rappresentato dalla maggiore remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti a guidare la specifica scelta di realizzare l'infrastruttura. La maggiore remunerazione è stata introdotta per agevolare la realizzazione di nuovi terminali in regime regolato attraverso un incremento del flusso atteso di ricavi.
- 27.12 L'Autorità ritiene di non dover precludere l'applicazione del fattore di garanzia per i terminali per i quali l'esenzione venga meno per qualche motivo. Ciò in quanto il fattore di garanzia opera a prescindere dall'esenzione, con riferimento ai terminali idonei a garantire la sicurezza del sistema del gas naturale.
- 27.13 Pertanto, l'applicazione del fattore di garanzia sarà prevista, nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, purché il terminale soddisfi le predette esigenze e limitatamente alla sola capacità ritenuta strategica per il sistema dal Governo. A quest'ultimo riguardo, e come descritto nella Parte V, il nuovo assetto introdotto dal decreto legislativo n. 93/11 comporta che il fattore di garanzia sarà riconosciuto alle sole infrastrutture considerate strategiche sulla base delle procedure concorsuali prospettate dal Governo nella SEN.
- 27.14 Ciò comporta che, dopo l'implementazione delle predette procedure, sarà possibile accedere al regime del fattore di garanzia solo ai terminali che saranno eventualmente selezionati in tal modo, con la conseguenza che, per eventuali terminali esenti entrati in esercizio in un momento successivo all'implementazione delle procedure prefigurate nella SEN, l'eventuale rinuncia o revoca dell'esenzione non potrà comportare l'applicazione del fattore di garanzia per i terminali che non siano stati selezionati.
- 27.15 Nelle more dell'implementazione delle predette procedure, si intende comunque mantenere l'impostazione "selettiva" propria dell'Autorità e mutuata nella SEN e nella Parte V del presente documento. Pertanto, anche alla luce del nuovo assetto normativo che intesta al Ministero dello Sviluppo Economico l'individuazione delle infrastrutture strategiche, ai fini dell'applicazione del fattore di garanzia,

anche in caso di rinuncia o revoca dell'esenzione per un terminale che entri in esercizio in un momento anteriore all'implementazione delle procedure richiamate nel precedente Paragrafo 27.13, risulta necessario che nel relativo decreto ministeriale (di revoca o di accertamento/accettazione della rinuncia) sia specificato che il terminale di Gnl oggetto del provvedimento rientri tra le infrastrutture nazionali strategiche e risulti indispensabile allo sviluppo del sistema nazionale del gas e/o alla garanzia di sicurezza del sistema.

- 27.16 Per quanto riguarda il livello della copertura garantita dal fattore di garanzia nei casi di rinuncia o revoca di esenzione, l'Autorità ritiene (per quanto considerato al Paragrafo 27.11) che tale copertura non potrebbe comunque riguardare gli incentivi relativi alla maggiore remunerazione del capitale investito, o più in generale qualsiasi incentivo che dovesse essere definito in futuro e destinato ad incentivare la realizzazione di nuova capacità.
- 27.17 Per tale ragione, l'Autorità intende calcolare la quota di ricavi relativa alla componente *capacity* ai fini dell'applicazione del fattore di garanzia applicando al valore del *CIR* il valore base del *WACC*, corretto per tenere conto del *lag* regolatorio.

28 Criteri generali sul regime di accesso in caso di rinuncia o revoca dell'esenzione

- 28.1 L'attuale regime regolatorio definito dalla deliberazione n. 167/05 prevede, a garanzia del libero accesso alle infrastrutture di rigassificazione, il compimento di una serie di adempimenti preliminari all'entrata in esercizio commerciale dei terminali. Questi adempimenti riguardano obblighi di pubblicazione di informazioni e documenti funzionali all'accesso e delle procedure di conferimento. Tali obblighi sono previsti in particolare per le capacità ulteriori rispetto a quella esistente, definita dalla medesima deliberazione come la capacità di rigassificazione in esercizio nell'anno termico 2005/2006.
- 28.2 La deliberazione n. 167/05 definisce anche i tempi per provvedere ai predetti adempimenti, con l'obiettivo che essi siano compiuti con un congruo anticipo rispetto all'entrata in esercizio commerciale dell'impianto. Più in particolare la deliberazione n. 167/05 prevede che:
- l'operatore trasmetta all'Autorità, con un anticipo di almeno ventitré mesi rispetto alla data di entrata in esercizio del terminale, per la relativa verifica, una procedura applicativa che disciplini il primo conferimento della capacità medesima (comma 5.8);
 - l'operatore pubblici, con un anticipo di almeno venti mesi rispetto alla data di entrata in esercizio del terminale, le informazioni rilevanti per l'accesso individuate al comma 3.1 della medesima deliberazione e la procedura di cui al punto precedente (comma 3.3);
 - il termine per presentare le richieste di conferimento di capacità segua di almeno sei mesi la data di pubblicazione delle informazioni di cui al punto precedente (comma 5.8, lettera a);

- il termine di conclusione del conferimento, relativamente al conferimento di durata fino a cinque anni termici, debba essere anteriore di almeno dodici mesi rispetto alla data di entrata in esercizio (comma 5.8, lettera b).

L'operatore dovrà inoltre definire e trasmettere all'Autorità per l'approvazione il proprio codice di rigassificazione secondo le procedure definite dalla deliberazione ARG/gas 55/09. Posto che il codice di rigassificazione contiene le condizioni generali che disciplinano l'accesso e l'erogazione del servizio al terminale, risulta opportuno che anche esso sia definito e pubblicato con congruo anticipo rispetto al termine per la presentazione delle richieste di conferimento.

28.3 Il richiamato assetto regolatorio, finora applicato in maniera puntuale a tutti i gestori delle infrastrutture di rigassificazione, è funzionale a garantire:

- ai potenziali utenti la libertà di accesso alle infrastrutture medesime a parità di condizioni mediante la garanzia di trasparenza, non discriminazione e adeguata procedura di pubblicizzazione delle informazioni rilevanti;
- procedure di offerta di servizi secondo criteri unici per tutti i terminali da realizzare in regime di accesso regolato che pongano sullo stesso piano le diverse imprese anche al fine di prevenire ingiustificati vantaggi nell'offerta dei servizi.

28.4 I casi di rinuncia o di revoca di esenzione potrebbero riguardare capacità di rigassificazione già in esercizio o la cui entrata in esercizio è prevista in un arco temporale inferiore rispetto a quello individuato dalla deliberazione n. 167/05 sopra richiamato. In assenza di interventi, durante tale arco temporale le capacità oggetto di rinuncia o revoca di esenzione non potrebbero quindi essere rese disponibili nell'ambito del sistema regolato. Ciò fermo restando l'obbligo per l'esercente di offrire a terzi, anche con riferimento a questo periodo temporale, la capacità non utilizzata, in conformità con quanto disposto dall'articolo 6, comma 3, del decreto 11 aprile 2006 e con le condizioni eventualmente previste dal decreto di esenzione.

28.5 Si pone quindi l'opportunità di valutare eventuali integrazioni alla richiamata disciplina della deliberazione n. 167/05 che consentano di anticiparne le scadenze del conferimento delle capacità che si rendono disponibili in caso di rinuncia o revoca senza pregiudicare le esigenze, richiamate al Paragrafo 28.3, cui la medesima disciplina è funzionale.

28.6 In particolare si tratta di definire i termini per:

- a) la trasmissione all'Autorità e la successiva verifica della procedura applicativa che disciplina il primo conferimento della capacità;
- b) la richiesta di conferimento della capacità;
- c) la decorrenza del servizio di rigassificazione.

28.7 Per quanto riguarda gli aspetti di cui alla precedente lettera a), si ritiene adeguato un termine di un mese per la trasmissione della procedura all'Autorità. I termini per la sua verifica da parte dell'Autorità, posti pari a 60 giorni dal comma 5.9 della deliberazione n. 167/05 appaiono difficilmente comprimibili.

- 28.8 Come ricordato, i termini per la presentazione della richiesta di conferimento e della decorrenza del servizio di rigassificazione (precedenti lettere b) e c) del Paragrafo 28.6) sono stati stabiliti tenendo conto dell'esigenza di assicurare la più ampia partecipazione alle procedure di conferimento, in particolar modo quella per periodi pluriannuali. La definizione di termini troppo ristretti potrebbe, infatti, determinare una riduzione della partecipazione che sconta le necessarie valutazioni, anche di medio termine, sulla possibilità e convenienza dell'approvvigionamento del Gnl. Anche la definizione di termini troppo ravvicinati tra il momento del conferimento e la decorrenza del servizio (che la regolazione ha fissato in almeno un anno per il conferimento pluriennale) potrebbe presentare criticità per quanto riduce il numero di soggetti in grado di disporre dei quantitativi di Gnl con tali tempistiche.
- 28.9 Ciò posto, per quanto riguarda il termine per la richiesta di conferimento, si ritiene che l'attuale termine pari a sei mesi dalla pubblicazione delle informazioni di cui al comma 3.3 della deliberazione n. 167/05 e della procedura di conferimento possa difficilmente essere ridotto al disotto dei tre mesi senza comportare effetti negativi sull'ampiezza della partecipazione alle procedure di conferimento.
- 28.10 Si ritiene inoltre opportuno precisare che i documenti che dovranno essere pubblicati ai fini del conferimento delle capacità (e dalla cui pubblicazione decorrono i termini per la richiesta di capacità di cui al punto precedente) comprendano anche le condizioni generali del servizio definite nell'ambito del codice di rigassificazione. Tali condizioni costituiscono, infatti, elemento essenziale per valutare la richiesta di capacità da parte dei potenziali utenti.
- 28.11 Le tempistiche di verifica ed approvazione del codice di rigassificazione (che il gestore è tenuto a presentare all'Autorità)⁹ potrebbero essere però non compatibili con le esigenze, sopra rappresentate, di anticipo dei termini di conferimento rispetto all'assetto della deliberazione n. 167/05. Pertanto, nelle more del procedimento di approvazione del nuovo codice di rigassificazione, il terminale dovrebbe comunque pubblicare condizioni generali di contratto provvisorie sottoposte, come tali, ai generali poteri di controllo e di intervento dell'Autorità (anche d'urgenza) a tutela dei diritti degli utenti. A tal fine, si potrebbe prevedere che tali condizioni provvisorie siano costituite dallo schema di codice di rigassificazione trasmesso per verifica all'Autorità, predisposto dall'operatore in conformità alle procedure di cui alla deliberazione ARG/gas 55/09.
- 28.12 Per quanto riguarda la definizione del termine di decorrenza del servizio di rigassificazione, definito a partire dalla conclusione delle procedure di conferimento, potrebbero essere presi a riferimento, per i conferimenti pluriennali, i termini definiti in ambito comunitario per il conferimento della capacità di trasporto nel *Network Code* in materia di *capacity allocation*. Tali termini prevedono che la capacità per periodi pluriennali sia conferita con un

⁹ Si osservi che anche in caso di rinuncia dell'esenzione relativa a un terminale già in servizio (che quindi ha già goduto degli effetti dell'esenzione per un certo periodo di tempo), il gestore del terminale sarebbe comunque tenuto a predisporre all'Autorità un nuovo codice, atteso che il precedente era stato comunque predisposto sulla specificità del terminale caratterizzato dal regime speciale connesso all'esenzione.

anticipo di circa sette mesi rispetto alla decorrenza del servizio (cioè la capacità sia conferita nel mese di marzo con decorrenza dall'1 ottobre del medesimo anno e dei successivi). La capacità di rigassificazione disponibile in questo periodo di sette mesi potrebbe essere conferita per periodi mensili.

- 28.13 La capacità di rigassificazione disponibile nel periodo che si conclude con la decorrenza del servizio per periodi pluriennali risulterebbe pertanto conferibile per contratti mensili, o comunque di durata massima pari al medesimo periodo, secondo i criteri stabiliti all'articolo 6 della deliberazione n. 167/05, per i conferimenti in corso d'anno termico.

S 15. Osservazioni in merito ai criteri e alle modalità applicative del fattore di garanzia nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione ed eventuali proposte alternative motivate.