

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

RELAZIONE A.I.R.

**CRITERI DI REGOLAZIONE DELLE TARIFFE DI RIGASSIFICAZIONE
DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO PER IL PERIODO 2014-2017**

**(deliberazione 8 ottobre 2013, 438/2013/R/GAS come modificata dalla deliberazione 19
dicembre 2013, 604/2013/R/GAS)**

INDICE

PARTE I - IL CONTESTO NORMATIVO	5
1. Introduzione.....	5
2. Quadro normativo di riferimento.....	5
<i>Normativa nazionale e comunitaria</i>	5
<i>Disciplina relativa all'individuazione delle infrastrutture strategiche nazionali</i>	6
3. Il sistema tariffario del terzo periodo di regolazione.....	7
PARTE II - OBIETTIVI DELL'AUTORITÀ E PROCESSO DI CONSULTAZIONE	9
4. Introduzione.....	9
5. Obiettivi.....	9
<i>Stabilità regolatoria</i>	9
<i>Incentivazione allo sviluppo adeguato delle infrastrutture di rigassificazione</i>	9
<i>Rafforzamento del principio di inclusione delle infrastrutture di rigassificazione nell'ambito del sistema nazionale del trasporto</i>	10
6. Processo di consultazione ed inquadramento procedurale ai fini AIR.....	10
<i>Prima fase di consultazione</i>	11
<i>Seconda fase di consultazione</i>	11
PARTE III - PROVVEDIMENTO FINALE	13
7. Introduzione.....	13
8. Criteri generali adottati.....	13
9. Ambito di applicazione.....	15
10. Durata del periodo di regolazione.....	15
11. Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe.....	16
12. Modalità di determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione del Gnl.....	16
<i>Capitale investito riconosciuto</i>	17
<i>Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto</i>	18
<i>Quota di ammortamento</i>	22
<i>Costi operativi</i>	23
13. Il trattamento dei costi di ripristino.....	25
14. Ripartizione dei ricavi di riferimento.....	26
<i>Motivazioni alla base delle proposte</i>	27
<i>Opzioni presentate e valutazioni preliminari</i>	27
<i>Principali osservazioni ricevute</i>	28
<i>Valutazione finale delle opzioni</i>	28
15. Criteri di incentivazione per la realizzazione di nuovi terminali.....	28
<i>Incentivazione di tipo output based</i>	28
<i>Remunerazione addizionale dei nuovi investimenti</i>	29
<i>Incentivazione alla minimizzazione dei costi compensativi</i>	29
16. Determinazione dei ricavi di riferimento per i nuovi terminali.....	30
17. Aggiornamento delle quote di ricavo.....	31
<i>Aggiornamento delle quote di ricavo riconducibili alla remunerazione del CIR e agli incentivi per i nuovi investimenti</i>	31
<i>Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile agli ammortamenti</i>	31
<i>Aggiornamento della quota dei ricavi a copertura dei costi operativi</i>	31
<i>Aggiornamento del coefficiente per la copertura di consumi e perdite del terminale</i>	32
18. Criteri per la fissazione dell'X-factor.....	32
19. Struttura e articolazione tariffaria.....	32
<i>Tariffa unica nazionale di rigassificazione</i>	32

	<i>Tariffa costante nel tempo</i>	33
	<i>Tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo</i>	33
	<i>La tariffa per il servizio di rigassificazione spot</i>	33
	<i>Corrispettivi unitari per il servizio di rigassificazione</i>	34
20.	Consumi e perdite dei terminali.....	34
	<i>Motivazioni alla base delle proposte</i>	34
	<i>Opzioni presentate e valutazioni preliminari</i>	34
	<i>Principali osservazioni ricevute</i>	35
	<i>Valutazione finale delle opzioni</i>	35
21.	Corrispettivi per la fornitura di ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione.....	36
22.	Fattore di copertura dei ricavi.....	36
	<i>La disciplina del fattore di copertura dei ricavi</i>	36
	<i>Titolarità del fattore di copertura dei ricavi</i>	40
	<i>Modalità applicative del fattore di copertura dei ricavi</i>	40
	<i>Erogazione delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi</i>	40

PREMESSA

La presente Relazione di Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (di seguito: Autorità) 8 ottobre 2013, 438/2013/R/GAS, con la quale sono stati definiti i criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quarto periodo di regolazione (2014-2017).

Il provvedimento oggetto della presente Relazione AIR (di seguito: provvedimento) è stato adottato a conclusione del procedimento avviato con deliberazione 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto (di seguito: Gnl) per il quarto periodo di regolazione, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

La deliberazione 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11 ha disposto che il procedimento sulle tariffe di rigassificazione del Gnl fosse sottoposto ad AIR.

La predisposizione del provvedimento è stata preceduta da una fase di consultazione dei soggetti interessati avviata con il documento per la consultazione 19 aprile 2012, 150/2012/R/GAS, relativo a "Criteri per la determinazione delle tariffe per servizio di rigassificazione di Gnl per il quarto periodo di regolazione", nel quale l'Autorità ha illustrato le motivazioni dell'intervento regolatorio, gli obiettivi perseguiti ed i primi orientamenti sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione.

Al documento per la consultazione 19 aprile 2012, 150/2012/R/GAS ha fatto seguito il documento per la consultazione 30 maggio 2013, 237/2013/R/GAS, nel quale l'Autorità ha presentato gli orientamenti finali relativi ai criteri per la determinazione delle tariffe per servizio di rigassificazione di Gnl per il quarto periodo di regolazione. Nell'ambito di tale documento per la consultazione, dando seguito al procedimento avviato con deliberazione 22 maggio 2013, 224/2013/R/GAS, sono stati presentati anche gli orientamenti 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.

PARTE I - IL CONTESTO NORMATIVO

1. Introduzione

- 1.1 Questa sezione illustra il quadro normativo e regolatorio di riferimento che disciplina la materia oggetto del provvedimento.

2. Quadro normativo di riferimento

Normativa nazionale e comunitaria

- 2.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L’articolo 1, comma 1, della medesima legge, identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria dei servizi di pubblica utilità. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:
- essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
 - tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell’efficienza”;
 - “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.
- 2.2 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, della legge n. 481/95).
- 2.3 L’articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, dispone che l’Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all’andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 2.4 Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) ed il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93¹ (di seguito: decreto legislativo n. 93/11), di attuazione delle direttive europee, definiscono la struttura organizzativa del settore, fissano alcuni criteri generali per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (di seguito: Gnl), prevedendo in particolare che:
- l’Autorità determini le tariffe per l’utilizzo dei terminali di Gnl in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito (articolo 23, comma 2);
 - le tariffe per l’utilizzo dei terminali di Gnl devono permettere lo sviluppo delle infrastrutture, incentivando gli investimenti per il potenziamento delle capacità (articolo 23, comma 3).
- 2.5 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che con la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ha fissato norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Ai sensi della medesima Direttiva (articolo 32, paragrafo 1), gli Stati membri garantiscono l’attuazione di un sistema di

¹ Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante “Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, del gas naturale, e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE”.

accesso dei terzi ai sistemi di trasporto e di distribuzione nonché agli impianti di Gnl, basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei, comprese le imprese di fornitura, ed applicato obiettivamente e senza discriminazioni agli utenti del sistema. Gli Stati membri fanno sì che le tariffe, o i relativi metodi di calcolo, siano approvati e pubblicati prima della loro entrata in vigore.

- 2.6 L'articolo 13 della Direttiva 2009/73/CE prevede, tra l'altro, che il gestore del sistema di Gnl sia tenuto a:
- gestire, mantenere e sviluppare, a condizioni economicamente accettabili, impianti sicuri, affidabili ed efficienti di Gnl, per garantire un mercato aperto, nel dovuto rispetto dell'ambiente, predisponendo mezzi adeguati a rispondere agli obblighi di servizio;
 - astenersi da discriminazioni tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore di imprese ad esso collegate;
 - fornire al gestore di ogni altro sistema di trasporto, stoccaggio o Gnl e/o di ogni altro sistema di distribuzione informazioni sufficienti per garantire che il trasporto e lo stoccaggio di gas naturale possano avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso;
 - fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie ad un efficiente accesso al sistema.

Disciplina relativa all'individuazione delle infrastrutture strategiche nazionali

- 2.7 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, la disciplina prevede che i programmi relativi ad opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio di gas debbano salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio ed importazione, e favorire lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti.
- 2.8 Ai fini del procedimento di definizione dei criteri tariffari del servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione, 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 Gnl, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e le relative infrastrutture di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale, anche con riferimento agli obblighi derivanti dall'attuazione delle direttive comunitarie in materia di energia, e di assicurare adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.
- 2.9 Sempre con riferimento alla pianificazione degli investimenti infrastrutturali, si ricorda che, con decreto interministeriale² 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 di importazione e alla liquidità del mercato.

² Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

- 2.10 Con particolare riferimento agli impianti di rigassificazione del Gnl, la SEN valuta che sia necessario un incremento di capacità di ulteriori 8-16 miliardi di Smc/anno³ rispetto alla capacità resa disponibile dai tre terminali in esercizio.

3. Il sistema tariffario del terzo periodo di regolazione

- 3.1 Con la deliberazione 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 92/08), l'Autorità ha determinato i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl per il terzo periodo di regolazione (ottobre 2008-settembre 2012).
- 3.2 L'Autorità, con deliberazione 7 giugno 2013, 237/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 237/2012/R/GAS), ha prorogato per il periodo ottobre 2012-dicembre 2013, i criteri tariffari di cui alla deliberazione ARG/gas 92/08, anche 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. Con la medesima deliberazione, l'Autorità ha inoltre aggiornato il tasso di remunerazione del capitale investito riconoscendo prevedendo l'applicazione, con la sola eccezione del parametro *beta*, dei medesimi parametri adottati con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, per il quarto periodo di regolazione del settore elettrico.
- 3.3 Con la deliberazione 31 ottobre 2012, 451/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 451/2012/R/GAS), l'Autorità, in considerazione delle proposte avanzate nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 108/11⁴ in materia di applicazione selettiva del fattore di garanzia 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, nonché della proroga dei criteri tariffari di cui alla deliberazione ARG/gas 92/08 fino al 31 dicembre 2013, ha ritenuto opportuno, in via prudenziale, sospendere l'applicazione del fattore di garanzia nei confronti di eventuali nuovi terminali di Gnl, al fine di evitare che tale applicazione pregiudicasse l'efficacia dei suddetti nuovi criteri di regolazione selettiva, con conseguenti oneri impropri a carico dei clienti finali.
- 3.4 Con deliberazione 25 giugno 2013, 272/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 272/2013/R/GAS), l'Autorità è intervenuta a completare una lacuna nella regolazione tariffaria, relativamente ai casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di Gnl⁵, prevedendo che, con riferimento alle rinunce perfezionate nel terzo periodo di regolazione:
- a) i criteri di regolazione tariffaria vigenti per la generalità dei terminali di rigassificazione, inclusa l'applicazione dell'istituto del fattore di garanzia nei limiti di seguito indicati, siano applicati anche nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione;
 - b) in tali casi, la titolarità del diritto all'applicazione del fattore di garanzia dei terminali di rigassificazione sia riconosciuta a condizione che il terminale sia stato individuato in esito alla procedura per la selezione delle infrastrutture strategiche di cui al decreto legislativo n. 93/11; e che, nelle more dell'individuazione delle infrastrutture strategiche, l'applicazione del fattore di garanzia sia subordinata al pronunciamento da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, nel decreto di revoca o accettazione della rinuncia al regime di esenzione, in merito alle caratteristiche di infrastruttura essenziale

³ In particolare, la SEN prevede: un incremento di 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 realizzazione del gasdotto a tali condizioni.

⁴ Documento per la consultazione 19 aprile 2012, 150/2012/R/GAS.

⁵ Con deliberazione 22 maggio 2013, 224/2013/R/GAS l'Autorità ha 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'esenzione dal regime di accesso di terzi relativa a terminali di Gnl.

- e indispensabile al fine di garantire adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia;
- c) dai ricavi riconosciuti per l'applicazione del fattore di garanzia, nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, vengano esclusi gli incentivi tariffari riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti.

PARTE II - OBIETTIVI DELL'AUTORITÀ E PROCESSO DI CONSULTAZIONE

4. Introduzione

4.1 Questa sezione illustra gli obiettivi alla base dell'intervento di revisione della disciplina tariffaria per l'attività di rigassificazione del Gnl che l'Autorità ha inteso perseguire per il quarto periodo di regolazione, anche a seguito delle osservazioni presentate dagli operatori nel corso del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 108/11.

5. Obiettivi

5.1 Gli obiettivi generali e specifici di intervento sono stati definiti in coerenza con le linee strategiche adottate dall'Autorità per il triennio 2011–2013 con la deliberazione 4 agosto 2011, GOP 43/11, nonché con le linee strategiche per il triennio 2012-2014 adottate con deliberazione 26 luglio 2012, 308/2012/A.

5.2 Nella deliberazione ARG/gas 108/11 di avvio del procedimento per la definizione dei criteri tariffari del servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto dell'esigenza generale di prevedere che le tariffe e i corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di rigassificazione del Gnl.

5.3 In particolare, l'Autorità ha orientato l'intervento regolatorio sulla base dei seguenti obiettivi di carattere generale:

- a) favorire la stabilità regolatoria;
- b) incentivare lo sviluppo efficiente delle infrastrutture di rigassificazione;
- c) rafforzare il principio di considerare i terminali di rigassificazione come componenti del sistema nazionale di trasporto.

Stabilità regolatoria

5.4 L'Autorità ha ritenuto di fondamentale importanza assicurare la stabilità di principi e criteri della regolazione tariffaria. Garantire la certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un periodo e l'altro, riduce il cosiddetto "rischio regolatorio" per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.

5.5 Tale stabilità regolatoria, in ultima analisi, può giovare anche ai clienti finali dei servizi oggetto di regolazione: la minor rischiosità, a parità di capitale investito, si traduce in tariffe più basse e la maggior propensione all'investimento garantisce l'adeguatezza delle infrastrutture alle esigenze della domanda.

Incentivazione allo sviluppo adeguato delle infrastrutture di rigassificazione

5.6 La realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione è funzionale alla promozione della sicurezza del sistema del gas attraverso la diversificazione tipologica e geografica delle fonti di approvvigionamento, e favorisce lo sviluppo della concorrenza consentendo l'ingresso di nuovi operatori nel mercato italiano. Pertanto, anche per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di definire un quadro regolatorio che consenta lo

sviluppo adeguato delle infrastrutture, con un attento monitoraggio in termini di efficienza degli investimenti.

- 5.7 Gli obiettivi di incentivazione allo sviluppo di nuove infrastrutture devono in ogni caso essere raccordati con gli obiettivi di politica energetica che saranno individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11.

Rafforzamento del principio di inclusione delle infrastrutture di rigassificazione nell'ambito del sistema nazionale del trasporto

- 5.8 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità, nell'ambito del primo documento per la consultazione, ha ritenuto opportuno perseguire l'obiettivo di rafforzamento del principio, già introdotto nel precedente periodo di regolazione, 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 che assicuri la realizzazione degli interventi strutturali necessari alla risoluzione delle problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza energetica.
- 5.9 Sulla base di tale obiettivo, l'Autorità ha proposto l'adozione dell'anno solare quale riferimento per la determinazione delle tariffe di rigassificazione ed il riallineamento tra i periodi di regolazione tariffaria della rigassificazione e del trasporto gas e, in un'ottica prospettica, la possibilità di includere il costo della rigassificazione nei costi riconosciuti del servizio di trasporto, definendo un corrispettivo di *entry* unico che tenga in considerazione i costi del servizio "integrato" di trasporto e di rigassificazione di Gnl.
- 5.10 Nel corso della consultazione è emerso come l'obiettivo di rafforzamento del principio di inclusione delle infrastrutture di rigassificazione nell'ambito del sistema nazionale del trasporto, 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.
- 5.11 Per tali ragioni l'Autorità, già nel secondo documento per la consultazione, non ha ritenuto opportuno confermare l'unificazione tra il sistema di rigassificazione e il sistema di trasporto tra gli obiettivi generali di intervento, ferma restando la necessità di garantire una stretta coerenza e compatibilità tra le regolazioni dei due segmenti in questione della filiera del gas naturale per quanto riguarda il periodo di riferimento per l'applicazione della tariffa ed il periodo di regolazione.

6. Processo di consultazione ed inquadramento procedurale ai fini AIR

- 6.1 L'Autorità, con deliberazione 237/2012/R/GAS, ha prorogato i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl di cui alla deliberazione ARG/gas 92/08, in vigore fino al 30 settembre 2012, per il periodo transitorio 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013.
- 6.2 In vista della conclusione del periodo regolatorio, 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, prevedendo che il medesimo procedimento fosse sottoposto ad AIR⁶.
- 6.3 Data la complessità e la vastità degli argomenti affrontati nell'ambito del procedimento, l'Autorità ha ritenuto opportuno privilegiare per l'analisi AIR gli interventi di revisione della

⁶ Sulla base della deliberazione GOP 46/08, recante "Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas".

regolazione che presentano, potenzialmente, un significativo impatto (anche in termini di gestione amministrativa) sia sugli esercenti dei servizi, sia sugli utenti del servizio di rigassificazione del Gnl.

- 6.4 Per ciascuno degli interventi di revisione del quadro regolatorio sottoposto ad *AIR*, l’Autorità ha formulato ipotesi di regolazione tramite opzioni alternative sottoposte ad una valutazione qualitativa, rispetto ad obiettivi specifici ritenuti rilevanti dall’Autorità. A ciascun obiettivo specifico, al fine di consentire una comparazione delle differenti ipotesi proposte, è stata associata una valutazione qualitativa articolata su 3 livelli: “alto”, “medio” e “basso”.
- 6.5 Il procedimento per la definizione delle regole per il quarto periodo di regolazione tariffaria, avviato con deliberazione ARG/gas 108/11, ha offerto ai soggetti interessati, in coerenza con la metodologia *AIR*, diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell’Autorità.

Prima fase di consultazione

- 6.6 Nella seconda metà dell’anno 2011, è stata attivata 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*)⁷.
- 6.7 In data 19 aprile 2012, l’Autorità ha pubblicato 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” (di seguito: DCO 150/2012/R/GAS), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 21 maggio 2012. Le osservazioni pervenute dai soggetti interessati sono state pubblicate sul sito *internet* dell’Autorità.
- 6.8 Nell’ambito del DCO 150/2012/R/GAS, sono stati privilegiati per l’analisi *AIR* i possibili interventi di revisione del quadro regolatorio che presentavano, 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 delle differenti ipotesi regolatorie individuate. Le diverse alternative di regolazione proposte sono state esaminate in maniera prevalentemente qualitativa.

Seconda fase di consultazione

- 6.9 In data 30 maggio 2013, è stato diffuso il documento per la consultazione 237/2013/R/GAS, recante gli orientamenti finali dell’Autorità in merito ai criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl per il quarto periodo di regolazione (di seguito: DCO 237/2013/R/GAS), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 28 giugno 2013.
- 6.10 Dando seguito al procedimento avviato con deliberazione 22 maggio 2013, 224/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 224/2013/R/GAS), l’Autorità, nell’ambito del DCO 237/2013/R/GAS, ha altresì sottoposto a consultazione, con un intervallo di consultazione più breve (21 giugno 2013), i propri orientamenti in relazione alla tematica di rinuncia o revoca dell’esenzione dal regime di accesso di terzi relativa a terminali di Gnl (Parte VI). Tutte le osservazioni pervenute dai soggetti interessati sono state pubblicate sul sito *internet* dell’Autorità.

⁷ Rif. paragrafo 2.10 DCO 150/2013/R/GAS per una sintesi dei principali aspetti discussi nell’ambito dei *Focus Group*.

6.11 Parallelamente, è inoltre stata avviata una raccolta dati finalizzata ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali delle imprese di rigassificazione del Gnl già disponibili presso gli Uffici dell’Autorità.

PARTE III - PROVVEDIMENTO FINALE

7. Introduzione

- 7.1 Questa sezione illustra, dal punto di vista tecnico e delle scelte regolatorie adottate, il provvedimento e le motivazioni alla base dell'intervento per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl per il quarto periodo di regolazione.
- 7.2 L'analisi degli argomenti sottoposti a procedura AIR nell'ambito del DCO 150/2012/R/GAS⁸, per chiarezza espositiva, è rimandata ai seguenti successivi capitoli:
- nel capitolo 14 è presentata la valutazione AIR dei criteri di ripartizione delle quote di ricavo tra componente *capacity* e componente *commodity*;
 - nel capitolo 20 è presentata la valutazione AIR delle modalità di conguaglio di consumi e perdite dei terminali di Gnl.

8. Criteri generali adottati

- 8.1 Alla luce degli esiti della consultazione, e tenuto conto dell'esperienza maturata nel terzo periodo di regolazione tariffaria, l'Autorità per il quarto periodo di regolazione, con la deliberazione 438/2013/R/GAS, ha previsto in particolare di:
- non ostacolare l'evoluzione tecnologica nella costruzione dei terminali di Gnl anche con riferimento a soluzioni infrastrutturali di tipo *offshore*, purché tali soluzioni si configurino, dal punto di vista del servizio che possono erogare, come un elemento funzionale alla rete nazionale di gasdotti garantendo un'immissione continuativa e quindi un'erogazione del servizio adeguata; pertanto, l'Autorità ha previsto che, in caso di terminali galleggianti non permanentemente ancorati al fondo marino, le condizioni di applicazione della disciplina tariffaria siano definite con riferimento alle caratteristiche del servizio offerto e che, a tal fine, i terminali di rigassificazione debbano essere in grado di immettere gas nella rete nazionale di gasdotti per almeno 320 giorni all'anno, indipendentemente dalle motivazioni che causano l'indisponibilità del terminale (manutenzione, condizioni meteo-marine avverse, ecc.);
 - confermare le proposte in materia di vite utili dei cespiti, ad eccezione del cespite impianti *offshore* galleggianti per il quale è stata prevista una durata pari a quella degli impianti di Gnl, vale a dire 25 anni, prevedendo al contempo, qualora le imprese di rigassificazione siano in grado di dimostrare la minore vita utile dell'infrastruttura tramite la presentazione di un'apposita certificazione da parte di un soggetto terzo e indipendente, una durata minore, ma comunque non inferiore a 20 anni;
 - prevedere il riconoscimento dei costi di assicurazione esclusivamente nel caso in cui la sottoscrizione dell'assicurazione derivi da specifici obblighi normativi;
 - confermare la revisione biennale del WACC, prevedendone l'aggiornamento biennale con riferimento al solo valore del tasso *risk-free*;
 - introdurre il riconoscimento di una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, in analogia con il settore elettrico, al fine di compensare la *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
 - nelle more dell'introduzione di incentivi *output based*, confermare transitoriamente l'incentivazione allo sviluppo infrastrutturale mediante il riconoscimento di un incremento del tasso di remunerazione, prevedendo tuttavia una semplificazione delle

⁸ Le osservazioni pervenute sul DCO 150/2012/R/GAS non hanno evidenziato la necessità di estendere la metodologia AIR ad ulteriori aspetti rispetto a quelli indicati.

tipologie di investimento incentivate ed una riduzione della maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto ai nuovi investimenti al fine di semplificare il quadro regolatorio e rispondere a principi di maggiore selettività nell'incentivazione di nuovi investimenti;

- g) confermare l'applicazione di un meccanismo di copertura dei ricavi prevedendo l'applicazione selettiva dell'istituto ai nuovi terminali solo nel caso in cui i medesimi siano considerati strategici per il sistema e mantenendo, per i terminali entrati in esercizio entro il terzo periodo di regolazione (qualora soddisfino i requisiti per beneficiarne), il medesimo livello di copertura dei ricavi adottato nel predetto periodo;
- h) in merito al riconoscimento dei costi di ripristino:
 - i. prevedere che, al termine di ciascun periodo di regolazione, l'impresa di rigassificazione possa chiedere la revisione dei costi di ripristino su istanza motivata;
 - ii. prevedere che il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo sia accantonato presso un apposito fondo presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa) e messo a disposizione delle imprese di rigassificazione solo in seguito alla realizzazione degli interventi di ripristino;
 - iii. riconoscere all'impresa di rigassificazione, al completamento dei lavori di ripristino, un importo pari al minimo tra il costo effettivamente sostenuto e il gettito accantonato per ciascun terminale presso la Cassa;
- i) prevedere la soppressione del corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento (*Cna*), in quanto non riflette la struttura di costo sottostante;
- j) determinare la tariffa sulla base della capacità tecnica del terminale, senza prevedere alcun fattore di carico, in quanto la copertura dei ricavi derivanti da un eventuale sottoutilizzo dell'infrastruttura è assicurata dal fattore di copertura dei ricavi;
- k) confermare una tariffa distinta per terminale;
- l) rimandare l'introduzione di una tariffa costante nel tempo all'anno 2015, al fine di svolgere ulteriori analisi e valutazioni, eventualmente anche in seguito a una specifica consultazione;
- m) rimandare ad un successivo provvedimento la definizione dei corrispettivi e dei criteri per l'assegnazione dei servizi di flessibilità, al fine di assicurare la coerenza della regolazione di detti servizi con l'evoluzione del mercato del bilanciamento del gas;
- n) nelle more della definizione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto, applicare un corrispettivo transitorio per la remunerazione del servizio di misura del trasporto gas svolto dalle imprese di rigassificazione;
- o) non riconoscere eventuali costi per il mantenimento in operatività del terminale in caso di mancato utilizzo del medesimo, in quanto l'impresa di rigassificazione è tenuta ad assicurare la disponibilità del servizio;
- p) enucleare i costi di capitale e i costi operativi afferenti al servizio di misura del gas immesso nella rete di trasporto svolto dalle imprese di rigassificazione, prevedendo l'introduzione di un corrispettivo di misura transitorio applicato alle capacità di rigassificazione, nelle more del completamento degli adempimenti necessari per la riforma del servizio di misura del trasporto gas.

8.2 Con la deliberazione 438/2013/R/GAS, l'Autorità ha inoltre avviato procedimenti in materia di criteri di incentivazione dei nuovi investimenti secondo logiche di selettività e di criteri per la determinazione del livello di copertura dei ricavi per i terminali inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11.

9. Ambito di applicazione

- 9.1 L'Autorità ha previsto l'applicazione dei criteri di determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione alle imprese che erogano tale servizio mediante terminali di Gnl che:
- a) appartengono al sistema nazionale del gas come definito all'articolo 2, comma 1, lettera ee), del decreto legislativo n. 164/00;
 - b) sono sottoposti alla disciplina generale di accesso e di erogazione del servizio di rigassificazione secondo le disposizioni contenute nella deliberazione n. 167/05, ivi inclusi i terminali cui sia stata riconosciuta un'esenzione.
- 9.2 In considerazione dell'esigenza di non limitare l'uso efficiente di avanzate tecnologie nella realizzazione di terminali *offshore*, le unità galleggianti di rigassificazione sono assimilate ai terminali di Gnl di cui al precedente paragrafo purché siano in grado di immettere gas nella rete nazionale di gasdotti per almeno 320 giorni all'anno. Al riguardo, si evidenzia che la rilevanza di un terminale di Gnl è legata alla sua capacità di contribuire alla sicurezza e alla concorrenzialità del mercato alla stregua di un punto di entrata interconnesso con gasdotti di importazione e, a tal fine, un terminale deve almeno:
- a) essere funzionale alla rete nazionale, senza poter essere asservito ad altre attività;
 - b) assicurare un'immissione continuativa nella rete nazionale;
 - c) garantire un'erogazione del servizio di rigassificazione per un numero adeguato di giorni dell'anno, con particolare riferimento ai periodi di particolare criticità del sistema nazionale del gas, indipendentemente dalle cause che impediscono l'erogazione del servizio per indisponibilità del terminale (quali manutenzioni, condizioni meteo-marine avverse, ecc.).
- 9.3 In conseguenza di quanto sopra, il riferimento alla garanzia di funzionamento del terminale *offshore* per un periodo di 320 giorni all'anno costituisce un criterio indicativo di tipo sintomatico, nel senso che il rispetto di tale condizione dovrebbe consentire ragionevolmente di ritenere che il terminale *offshore* sia in grado di soddisfare le tre condizioni – disgiuntamente necessarie – richiamate alle precedenti lettere a), b) e c). Ciò comporta che, qualora fosse accertato che, nonostante tutto, per qualche ragione particolare da valutare caso per caso, il terminale non fosse oggettivamente in grado di soddisfare almeno una delle citate tre condizioni, l'Autorità si riserva il potere di intervenire, in seguito a una specifica istruttoria individuale, per escludere il terminale dall'applicazione della regolazione tariffaria, in particolare dagli istituti che, a diverso titolo, comportano l'erogazione di importi con onere a carico del sistema.
- 9.4 La tariffa per il servizio di rigassificazione è da intendersi come tariffa massima. Le imprese di rigassificazione applicano le tariffe, e le eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.
- 9.5 L'Autorità ha previsto inoltre che criteri tariffari vigenti per la generalità dei terminali di rigassificazione del Gnl siano applicati anche nel caso di rinuncia o revoca dell'esenzione, ad eccezione delle disposizioni in materia di applicazione del fattore di copertura dei ricavi, che seguono una specifica disciplina (rif. capitolo 22).

10. Durata del periodo di regolazione

- 10.1 L'Autorità ha confermato la durata del periodo di regolazione pari a 4 anni, al fine di assicurare una durata coerente con il periodo di regolazione del servizio di trasporto.
- 10.2 Fermo restando quanto sopra, in analogia con quanto già previsto per il settore elettrico e per i servizi di trasporto e distribuzione del gas naturale, è stato previsto un aggiornamento del

tasso di rendimento delle attività prive di rischio ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per gli anni 2016 e 2017.

11. Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe

11.1 Ai fini dell'applicazione delle tariffe è stato utilizzato come riferimento l'anno solare, in continuità con quanto già previsto per gli altri servizi regolati del settore gas, mantenendo l'anno termico quale riferimento per l'assegnazione della capacità. Tale soluzione permette l'allineamento tra i dati economici e patrimoniali desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti e le grandezze economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi del servizio di rigassificazione del Gnl e delle conseguenti tariffe.

12. Modalità di determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione del Gnl

12.1 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.

12.2 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).

12.3 Pertanto, in coerenza con l'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione, il costo riconosciuto che costituisce il ricavo di riferimento RL dell'impresa di rigassificazione è dato dalla somma di:

- a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori $RL_{capitale}$, pari al prodotto tra il tasso di remunerazione del capitale investito, pari a 7,3% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2013 e 8,3% per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2013, e il capitale investito netto riconosciuto;
- b) remunerazione addizionale del capitale investito netto per i nuovi investimenti sostenuti a partire dal secondo periodo di regolazione $RL_{incentivi}$;
- c) ammortamenti economico - tecnici RL_{amm} ;
- d) costi operativi riconosciuti RL_{CO} .

12.4 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 tariffari, ad eccezione di quanto previsto in materia di fattore di copertura dei ricavi (rif. capitolo 22). Pertanto, le tariffe determinate dall'Autorità sono applicate esclusivamente alla quota parte di capacità non oggetto di esenzione, essendo lasciata agli accordi tra le parti la definizione della remunerazione della quota parte di capacità oggetto di esenzione.

12.5 Si evidenzia che quanto previsto al precedente paragrafo, 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) possano essere offerte al mercato ed assegnate a terzi secondo i criteri di cui alla deliberazione n. 167/05.

Capitale investito riconosciuto

- 12.6 Il riconoscimento del valore delle immobilizzazioni avviene a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e siano realizzati secondo criteri di economicità.
- 12.7 Ai fini della determinazione del valore del *CIR* per il quarto periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) immobilizzazioni in corso;
 - c) capitale circolante netto;
 - d) trattamento di fine rapporto.
- 12.8 Ai fini della valutazione delle immobilizzazioni nette è stato confermato il metodo del costo storico rivalutato. Tale metodo, basandosi sul livello di costo effettivamente sostenuto dall'operatore, consente, anche grazie al processo iterativo di ricalcolo annuale del capitale investito netto, il mantenimento del valore reale delle immobilizzazioni, nonché il pieno recupero dell'investimento da parte degli esercenti.
- 12.9 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione (2014) è stato determinato, sulla base delle disposizioni di cui ai commi 3.4 della *RTRG*, considerando il costo storico degli incrementi patrimoniali rilevati contabilmente al 31 dicembre 2012, opportunamente rivalutati.
- 12.10 Ai fini della rivalutazione è stato confermato l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, che consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di rigassificazione. In analogia con quanto previsto dalla disciplina tariffaria del settore elettrico, il deflatore è riferito all'anno precedente a quello di presentazione della proposta tariffaria: per il calcolo dei ricavi relativi all'anno 2014, è stato utilizzato pertanto un deflatore con base pari a 1 nell'anno 2013.
- 12.11 In merito alla valutazione del capitale circolante netto (*CCN*), è stata confermata l'adozione del criterio parametrico adottato nel terzo periodo di regolazione, che tiene 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. In particolare, il valore del *CCN* è stato fissato pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo; tale parametro, a seguito di specifici approfondimenti effettuati dagli Uffici dell'Autorità, è risultato rappresentativo delle esigenze di finanziamento del ciclo operativo, ivi incluse le esigenze di magazzino.
- 12.12 Ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto, i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati per la realizzazione delle infrastrutture di rigassificazione di Gnl sono trattati come una posta rettificativa dell'attivo immobilizzato netto, in analogia con quanto definito negli altri servizi del settore del gas naturale, e sono portati in detrazione del valore delle immobilizzazioni.
- 12.13 In analogia con quanto previsto dall'Autorità per il trasporto di gas naturale, i contributi pubblici sono assoggettati a forme di degrado, definite coerentemente con quelle applicate alle rispettive categorie di cespiti cui il contributo è associato.
- 12.14 Al fine di tenere conto di eventuali modifiche delle vite utile regolatorie applicate in ciascun periodo di regolazione, la ricostruzione del fondo di ammortamento è avvenuta considerando la vita utile dei cespiti in vigore in ciascun periodo di regolazione, ed è effettuata attraverso l'applicazione delle percentuali di degrado di cui alla Tabella 3 della *RTRG*.

12.15 Infine, l'Autorità ha previsto che, nel caso in cui l'impresa di rigassificazione svolga il servizio mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa, siano considerati, ai fini del calcolo dell'attivo immobilizzato netto, gli incrementi patrimoniali relativi ai cespiti utilizzati per lo svolgimento del servizio di rigassificazione, come risultanti dai libri contabili di soggetti diversi dall'impresa stessa.

Riconoscimento degli oneri finanziari

12.16 In relazione al tema della capitalizzazione degli oneri finanziari, in continuità con il precedente periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato 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 ha previsto il riconoscimento solamente di eventuali interessi passivi in corso d'opera (IPCO) che si generano precedentemente al riconoscimento tariffario per la specifica impresa, purché tali oneri siano capitalizzati.

Riconoscimento dei costi per l'acquisto dei quantitativi di gas strumentali all'esercizio di un terminale di rigassificazione del Gnl

12.17 Ai fini del calcolo del valore del CIR concorrono anche i quantitativi di gas naturale impiegati per:

- a) gas di riempimento, e cioè quantitativi di gas impiegati per il riempimento iniziale della condotta che collega il terminale sino al punto fisico di consegna del gas alla rete nazionale di gasdotti e per la costituzione del livello minimo di Gnl nei serbatoi necessario a garantire l'operatività del terminale;
- b) gas di raffreddamento, e cioè quantitativi di gas utilizzati nelle operazioni preliminari di raffreddamento dei serbatoi durante la fase di avviamento di un nuovo terminale di Gnl.

12.18 L'Autorità ha previsto che i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del gas di riempimento e per il gas di raffreddamento siano riconosciuti in misura pari al valore di acquisizione risultante da specifiche procedure concorsuali, tali da rispettare il principio di economicità degli investimenti effettuati.

12.19 Il gas di riempimento non è soggetto ad ammortamento, in quanto può essere interamente recuperato al termine dell'esercizio. Invece, il costo relativo all'acquisto del gas di raffreddamento è considerato come un costo sostitutivo del cespite *Impianti di Gnl* ed è pertanto incluso in tale categoria di cespiti.

Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

12.20 La definizione di un congruo livello di remunerazione del CIR è un passaggio fondamentale nella determinazione del costo riconosciuto e rappresenta una variabile essenziale rispetto alle scelte future di investimento delle imprese regolate.

12.21 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 del livello di remunerazione infra-periodo.

12.22 L'Autorità ha dato continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi regolatori per la definizione del livello di remunerazione del capitale investito, in modo da assicurare alle

imprese di trasporto le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e di debito, della propria attività.

- 12.23 In particolare, l’Autorità ha confermato la determinazione del tasso di rendimento del *CIR* come media ponderata del tasso di rendimento del capitale di rischio e del capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula, che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali:

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

dove:

- *Ke* è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- *E* è il capitale di rischio;
- *D* è l’indebitamento;
- *Kd* è il tasso di rendimento nominale del capitale di debito;
- *tc* è l’aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- *T* è l’aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l’Irap) sul risultato d’esercizio;
- *rpi* è il tasso di inflazione.

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

- 12.24 Il rapporto *D/E*, in considerazione del limitato numero di società che svolgono esclusivamente il servizio di rigassificazione, è definito sulla base di una valutazione della struttura finanziaria delle imprese che svolgono attività regolate nel settore del gas naturale.
- 12.25 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*. L’Autorità, nel corso della consultazione, ha manifestato l’intenzione di incrementare il valore del parametro *D/E* (rispetto allo 0,7 del terzo periodo regolatorio e allo 0,8 del periodo transitorio ottobre 2012 – dicembre 2013⁹) per riflettere, almeno parzialmente, il progressivo incremento dell’incidenza del capitale di debito nelle imprese regolate, proponendo un intervallo compreso tra 0,8 e 1,1.
- 12.26 Tuttavia, l’Autorità ha ritenuto opportuno confermare il valore del parametro *D/E* utilizzato nel periodo transitorio, pari a 0,8, privilegiando considerazioni di continuità e di orientamento a livelli di indebitamento tendenzialmente stabili.

Rendimento del capitale di rischio (Ke)

- 12.27 In analogia con il terzo periodo di regolazione e con gli altri servizi regolati, l’Autorità ha determinato il rendimento atteso del capitale di rischio applicando il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Il modello implica che il rendimento atteso dell’investimento in un’attività economica sia determinato come somma tra il rendimento di un’attività priva di rischio ed un premio correlato alla rischiosità sistematica dell’attività oggetto di valutazione, secondo la seguente formula:

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

⁹ Deliberazione 237/2012/R/GAS.

- 12.28 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; nei casi di società quotate in borsa, tale valore è rappresentato dalla variabilità dei rendimenti azionari dell'impresa rispetto alla variabilità dei rendimenti del mercato azionario.

Rendimento delle attività prive di rischio (r_f)

- 12.29 Ai fini della determinazione del livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio r_f da assumere come base per la determinazione del $WACC$, in un'ottica di continuità rispetto al precedente periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato l'utilizzo della media degli ultimi 12 mesi disponibili dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Il rendimento delle attività prive di rischio è stato pertanto calcolato sul periodo settembre 2012 – agosto 2013 e fissato pari al 4,53%.

Premio per il rischio di mercato (ERP)

- 12.30 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".
- 12.31 In merito al valore assunto dall' ERP , l'Autorità, anche in un'ottica di continuità con le scelte recentemente adottate nelle altre attività regolate e in assenza di elementi tali da giustificare una variazione dell' ERP , ha confermato il valore applicato per gli altri servizi regolati, pari al 4%.

Rischio sistematico (β)

- 12.32 Il parametro β è una misura del rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all'attività considerata e non connaturato alle caratteristiche della specifica società. Il rendimento atteso di un qualsiasi investimento azionario è quindi proporzionale al β ad esso associato, perché, per sua natura, il β rappresenta una misura della remunerazione che è congruo riconoscere ad un investitore per la sua esposizione al rischio.
- 12.33 Nelle altre attività regolate, il valore di 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 è relativamente più 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.
- 12.34 Poiché non sono emersi elementi significativi tali da giustificare una modifica di tale parametro, l'Autorità, anche nella prospettiva di favorire la stabilità regolatoria, ha confermato, per il quarto periodo di regolazione, il valore del $\beta_{unlevered}$ in vigore nel terzo periodo di regolazione, pari a 0,524. Il $\beta_{levered}$, determinato in funzione del rapporto D/E definito per il quarto periodo di regolazione, risulta pertanto pari a 0,828.

Costo del debito (Kd)

- 12.35 Il costo del debito (Kd) è rappresentato dalla remunerazione richiesta dai soggetti che finanziano l'azienda a copertura del *credit risk* (o rischio di perdita degli interessi e del capitale) da loro sopportato. In estrema sintesi, Kd esprime il costo medio atteso del debito

di una società, al lordo dello scudo fiscale consentito dalla deducibilità degli interessi passivi, secondo seguente la formula:

$$Kd = r_f + DRP$$

dove:

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

12.36 L'Autorità, in coerenza con quanto previsto per gli altri servizi regolati, ha confermato un valore del DRP pari a 0,45%. Si ritiene infatti che, nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate negli ultimi anni, le società attive in un settore regolato siano di norma esposte ad un più basso livello di rischio e pertanto riescano ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti.

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

12.37 L'Autorità ha stabilito il valore del parametro T relativo all'aliquota teorica di incidenza delle imposte pari a 35,7%, coerentemente con quanto previsto per gli altri servizi regolati dei settori elettrici e gas¹⁰.

12.38 In particolare, ai fini della definizione del parametro T , l'Autorità ha ritenuto che non dovessero essere considerati gli effetti dell'addizionale IRES prevista dalla legge 14 settembre 2011, n. 148/11 (di seguito: legge n. 148/11). Tale scelta costituisce un 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.

12.39 Con riferimento al livello dello scudo fiscale (tc), l'Autorità ha determinato tale livello in misura pari a 27,5%, corrispondente a quello dell'aliquota dell'IRES, in analogia con gli altri servizi regolati. Anche con riferimento a questo parametro, l'Autorità ritiene non debbano essere considerati gli effetti dell'addizionale IRES prevista dalla legge n. 148/11, per le motivazioni precedentemente riportate.

12.40 Si evidenzia in particolare che, ai fini della determinazione del parametro tc , l'Autorità non ha ritenuto dovesse essere definita l'aliquota di incidenza delle imposte sulla base delle imposte effettivamente pagate (*cash tax rate*), tenendo quindi conto delle politiche fiscali adottate da ciascuna impresa. Tale approccio può infatti favorire comportamenti opportunistici da parte dei soggetti regolati; in particolare, gli operatori sarebbero incentivati ad anticipare le imposte nell'ultimo anno precedente la fine del periodo regolatorio per beneficiare di imposte maggiorate per tutto il quadriennio.

Tasso d'inflazione (rpi)

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

Determinazione del WACC per il quarto periodo di regolazione

¹⁰ Tale valore è stato determinato dall'Autorità con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, in sede di determinazione del parametro T per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quarto periodo di regolazione, a seguito di un'analisi dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi regolati. Tale valore è stato anche confermato per i servizi di trasporto e distribuzione del gas naturale.

- 12.42 Sulla base dei parametri precedentemente indicati si arriva all'individuazione di un valore del WACC reale *pre tax* per il servizio di rigassificazione del Gnl pari al 7,3%, come riassunto in **Tabella 1**.

Tabella 1 – Parametri per la determinazione del WACC

Parametro	Descrizione	Valori
<i>D/E</i>	Rapporto <i>Debt/Equity</i>	0,80
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,53%
<i>DRP</i>	<i>Debt Risk Premium</i>	0,45%
<i>Kd</i>	Rendimento capitale di debito	4,98%
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico dell'attività	0,828
<i>MRP</i>	Premio di rischio per il mercato	4,00%
<i>T</i>	Aliquota fiscale	35,70%
<i>tc</i>	Scudo fiscale	27,50%
<i>Rpi</i>	Inflazione tendenziale media	1,80%
WACC	Costo medio ponderato del capitale	7,3%

Aggiornamento del tasso di remunerazione in corso di periodo di regolazione

- 12.43 L'Autorità ha introdotto una revisione biennale del WACC al fine di tenere conto della volatilità degli indicatori macroeconomici derivante dalla congiuntura economico finanziaria. In particolare, ai sensi dell'articolo 12 della *RTRG*, l'Autorità ha previsto l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale (WACC) entro il 30 aprile 2015, ai fini della sua applicazione per la determinazione delle tariffe relative agli anni 2016 e 2017, sulla base della media del rendimento lordo del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia nel periodo aprile 2014 – marzo 2015.

Lag regolatorio nel riconoscimento degli investimenti

- 12.44 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, ha introdotto anche per il servizio di rigassificazione del Gnl 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.
- 12.45 Sulla base delle stime effettuate, e in analogia con il settore elettrico, l'Autorità ha fissato tale maggiorazione del WACC per un valore pari a 1%.

Quota di ammortamento

- 12.46 L'Autorità ha previsto che gli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari siano calcolati come rapporto tra l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti, al netto del valore di eventuali contributi in conto capitale percepiti dall'impresa, e la vita utile tariffaria delle infrastrutture.
- 12.47 In relazione alle categorie di cespiti e alla durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, l'Autorità ha sostanzialmente confermato 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 convenzionale della categoria di cespiti *Immobilizzazioni immateriali*, riducendola da 10 a 5 anni;

- b) introduzione della categoria di cespiti *Impianti offshore galleggianti*, per i quali è stata definita una durata convenzionale pari a 25 anni, analoga a quella del cespiti *Impianti di Gnl*, prevedendo al contempo la possibilità per l'impresa di rigassificazione di ridurre la durata convenzionale fino a 20 anni, dimostrando la minore vita utile tramite la presentazione di un'apposita certificazione da parte di un soggetto terzo e indipendente. In ogni caso la vita utile del cespiti non può essere inferiore a 20 anni.

12.48 Le categorie di cespiti e la relativa durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture è riportata nella **Tabella 2**.

Tabella 2 – 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	25
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Immobilizzazioni immateriali	5
Misuratori	20
Gas di riempimento	-
Terreni	-

Costi operativi

- 12.49 L'Autorità, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014, in continuità con il precedente periodo di regolazione, ha preso come riferimento i costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, vale a dire l'anno 2012.
- 12.50 I costi operativi effettivi ammessi al riconoscimento tariffario comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente sostenute nell'esercizio 2012 ed attribuite all'attività di rigassificazione, sulla base dei conti annuali separati predisposti dalle imprese di rigassificazione ai sensi del Testo Integrato *Unbundling (TIU)*¹¹, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate
- 12.51 Non sono ricomprese nei costi operativi ammessi al riconoscimento tariffario, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime regolato ovvero in regime d'esenzione. L'Autorità ha pertanto escluso dal riconoscimento tariffario le seguenti voci di costo:
- a) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rigassificazione di proprietà di altre imprese;

¹¹ Allegato della deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07.

- b) gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi derivanti da contenziosi;
- c) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
- d) gli oneri straordinari;
- e) gli oneri per le assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
- f) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia soccombente;
- g) i costi relativi al gas acquistato per i consumi e le perdite della catena di rigassificazione;
- h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
- i) i costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai gestori di terminali di rigassificazione la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- j) i costi di ripristino.

12.52 I costi operativi sono inoltre rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi che non siano già stati attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse" di cui alla deliberazione n. 11/07.

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

12.54 In particolare, l'Autorità ha previsto che, nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2012 risultino inferiori ai costi operativi riconosciuti per il medesimo anno, i costi operativi riconosciuti per l'anno 2014, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono calcolati con 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;
- $PS1_{07}$ è la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del secondo periodo regolatorio;
- 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 valori 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 transitorio ottobre 2012 – dicembre 2013 e 3% per l'anno 2014;
- $PS2_{12} = 0,5 \cdot \left[COR_{12} - \frac{6}{9} PS1_{07} \cdot (1 + RPI_{08} - X_{2PR}) \cdot \prod_{i=09}^{12} (1 + RPI_i) - COE_{12} \right]$, 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.

12.55 Invece, nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2012 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2012, i costi operativi riconosciuti per l'anno 2014, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono calcolati con la seguente formula:

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

dove i termini assumono il significato di cui al precedente paragrafo 12.54.

13. Il trattamento dei costi di ripristino

- 13.1 L'Autorità, con deliberazione 21 giugno 2010, ARG/gas 90/10, ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri per il riconoscimento tariffario dei costi di ripristino alle condizioni originarie dei siti dei terminali di rigassificazione del Gnl.
- 13.2 Si evidenzia al riguardo che gli obblighi di ripristino dei siti ove sono ubicati i terminali di rigassificazione non sono definiti da un provvedimento normativo di carattere generale, ma sono inclusi nelle singole autorizzazioni all'esercizio dell'attività di rigassificazione o nelle concessioni demaniali rilasciate dalle autorità portuali. Si consideri che gli atti autorizzativi e le concessioni demaniali prevedono obblighi di ripristino differenti caso per caso e pertanto le tipologie degli interventi da realizzare (e quindi i relativi costi) possono variare in modo significativo in relazione al terminale considerato.
- 13.3 Peraltro, la normativa applicabile, in alcuni casi, non si limita a prevedere obblighi di ripristino dei siti, ma include ulteriori interventi volti a portare le aree ove sono localizzati i siti di rigassificazione in condizioni differenti da quelle originali. Per contro, in altri casi, non sono previsti specifici obblighi di ripristino, neanche nell'ambito dei suddetti atti autorizzativi o concessori.
- 13.4 Con il documento per la consultazione 21 aprile 2011, DCO 12/11, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia di criteri per il riconoscimento dei costi di ripristino dei siti dei terminali di Gnl. Il procedimento per la definizione dei criteri per il riconoscimento tariffario dei costi di ripristino è poi confluito nel procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 108/11 per la definizione dei criteri tariffari per il servizio di rigassificazione del Gnl per il quarto periodo di regolazione.
- 13.5 L'Autorità, anche sulla base degli esiti della consultazione, in merito al riconoscimento dei costi di ripristino, ha ritenuto opportuno:
- a) includere tra i costi di ripristino riconosciuti in tariffa i costi di smantellamento delle infrastrutture di rigassificazione e di ripristino dello stato dei luoghi e determinare l'ammontare di tali costi, per ciascun impianto di rigassificazione, sulla base di una stima peritale eseguita da un soggetto terzo, sottoposta all'approvazione da parte dell'Autorità contestualmente all'approvazione delle proposte tariffarie;
 - b) introdurre una specifica componente di ricavo a copertura dei costi di ripristino, $R_{ripristino}$, definita come rapporto tra la stima complessiva dei costi di ripristino, al netto dei fondi per la copertura dei costi di ripristino già accantonati dall'impresa, ed il periodo residuo previsto di operatività del terminale, di norma non inferiore alla vita utile residua del cespite *Impianti di Gnl*;

- c) determinare uno specifico corrispettivo tariffario per la copertura dei costi di ripristino, Crs , come rapporto tra la componente di ricavo $R_{ripristino}$ e la capacità tecnica del terminale;
- d) aggiornare, nel corso del periodo di regolazione, la componente di ricavo $R_{ripristino}$ considerando il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili;
- e) prevedere che le imprese di rigassificazione possano presentare, entro il 30 giugno 2017, un'istanza di revisione della stima dei costi di ripristino, al fine di riflettere, oltre all'evoluzione dei prezzi delle materie prime, possibili innovazioni tecnologiche o variazioni del quadro normativo;
- f) prevedere che il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo Crs sia accantonato presso il "Conto costi di ripristino rigassificazione" istituito presso la Cassa (garantendo separata evidenza delle somme accantonate per ciascun terminale di rigassificazione);
- g) prevedere che la Cassa metta a disposizione dell'impresa di rigassificazione il gettito accantonato sul "Conto costi di ripristino rigassificazione" solo in seguito alla realizzazione degli interventi di ripristino e previo pronunciamento positivo da parte dell'Autorità sui costi di ripristino sostenuti da parte dell'impresa di rigassificazione;
- h) riconoscere all'impresa di rigassificazione un importo pari al valore minimo tra i costi sostenuti e i fondi per il ripristino del sito accantonati sul relativo conto;
- i) prevedere che, in caso di terminali in regime di esenzione dall'accesso a terzi, il rimborso sia riproporzionato sulla base dell'incidenza della capacità in regime di accesso di terzi sul totale della capacità tecnica.

13.6 L'Autorità ha ritenuto opportuno accantonare i fondi presso la Cassa, anziché lasciarli alle imprese, 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 invece le imprese neutrali.

13.7 Rileva inoltre evidenziare che l'aggiornamento su base annuale del corrispettivo per la copertura dei costi di ripristino attraverso l'applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, unitamente alla possibilità di rivedere le stime dei costi di ripristino al termine del periodo di regolazione e di recuperare l'ammontare stimato sul periodo residuo di operatività del terminale, consentono di accantonare le risorse necessarie alla copertura di detti oneri, senza la necessità di definire un meccanismo di conguaglio per la copertura degli oneri di ripristino effettivamente sostenuti. Inoltre, l'introduzione di un meccanismo di conguaglio potrebbe fornire un incentivo alle imprese a sottostimare i costi di ripristino, al fine di sgravare gli utenti del terminale dalla copertura degli oneri di ripristino.

13.8 Si evidenzia infine che l'Autorità non ha ritenuto opportuno lasciare all'impresa di rigassificazione la possibilità di decidere il momento di attivazione del corrispettivo Crs . Pertanto, successivamente all'emanazione dei provvedimenti autorizzativi o concessori che dispongono obblighi di ripristino dei siti, l'impresa di rigassificazione è tenuta a presentare la stima dei costi di ripristino.

14. Ripartizione dei ricavi di riferimento

14.1 Nel presente capitolo si riepilogano le opzioni *AIR* presentate nell'ambito del DCO 150/2012/R/GAS relativamente ai criteri di ripartizione delle quote di ricavo tra componente *capacity* e componente *commodity* e le valutazioni finali dell'Autorità sull'argomento.

Motivazioni alla base delle proposte

- 14.2 Nel terzo periodo di regolazione, i ricavi di riferimento RL sono stati suddivisi nelle seguenti componenti:
- RL^C , pari alla somma delle quote parti di ricavi relative alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti e, comunque, non inferiore al 90% del ricavo di riferimento RL del servizio di rigassificazione;
 - RL^E , pari alla differenza tra il valore del ricavo di riferimento RL e la componente RL^C di cui alla precedente lettera a).
- 14.3 Tale criterio, che prevede l'attribuzione di una quota rilevante dei ricavi alla componente *capacity*, ha consentito contestualmente di ridurre l'incertezza del flusso di ricavi riconosciuti alle imprese e di tenere conto della struttura dei costi del servizio, prevalentemente di natura fissa.
- 14.4 L'utilizzo di una soglia minima indifferenziata per la determinazione della componente di *capacity*, tuttavia, potrebbe comportare discriminazioni tra le diverse imprese di rigassificazione, per effetto della differente incidenza delle quote di ricavo che compongono il vincolo ai ricavi complessivo. In particolare, in alcuni casi, la componente *capacity* può includere parte della quota di ricavo a copertura dei costi operativi (se tale quota supera il 10% dei ricavi complessivi), mentre in altri casi include esclusivamente quote di ricavo relative ai costi di capitale.
- 14.5 La definizione di un criterio di ripartizione dei ricavi che intercetti la specificità delle imprese di rigassificazione consentirebbe di riflettere la reale struttura dei costi.
- 14.6 Per contro, la valutazione della natura dei costi operativi sostenuti dalle imprese di rigassificazione, ed una loro ripartizione tra costi fissi e costi variabili, 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.
- 14.7 Inoltre, la mancata inclusione nei costi operativi riconosciuti dei costi relativi ai consumi e alle perdite del terminale (per i quali è previsto il riconoscimento in natura), esclude dal computo una quota rilevante dei costi variabili del terminale. Pertanto è ragionevole ipotizzare che i costi operativi residuali siano prevalentemente costi fissi.

Opzioni presentate e valutazioni preliminari

- 14.8 L'Autorità, nel definire i nuovi criteri per la ripartizione dei ricavi, ha perseguito i seguenti obiettivi specifici:
- adottare un criterio di ripartizione dei ricavi che rifletta maggiormente la struttura dei costi del servizio;
 - ridurre il livello di incertezza relativo al recupero dei costi fissi;
 - ridurre il rischio di discriminazioni tra operatori;
 - garantire la semplicità amministrativa.
- 14.9 Sulla base di tali obiettivi, l'Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative:
- Ipotesi A.1:** prevede il mantenimento del criterio di ripartizione dei ricavi in vigore nel terzo periodo di regolazione, in base al quale la componente *capacity* è determinata sulla base dei costi di capitale e comunque in misura non inferiore al 90% dei ricavi di riferimento.
 - 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*.

14.10 La **Tabella 3** riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva *AIR*.

Tabella 3 – Valutazione *AIR* per la ripartizione dei ricavi del servizio di rigassificazione

Obiettivi specifici	Ipotesi A.1	Ipotesi A.2	Ipotesi A.3	Ipotesi A.4
a) riflettere maggiormente la struttura dei costi del servizio	Basso	Medio	Alto	Medio
b) ridurre il livello di incertezza relativo al recupero dei costi fissi	Alto	Medio	Alto	Alto
c) ridurre il rischio di discriminazioni tra operatori	Basso	Alto	Alto	Alto
d) garantire la semplicità amministrativa	Alto	Alto	Basso	Alto

Principali osservazioni ricevute

14.11 Nell’ambito della consultazione, è emersa una sostanziale condivisione per le ipotesi A.4 a A.3, in quanto entrambe in grado di riflettere la struttura dei costi del servizio. Un operatore ha invece criticato l’ipotesi A.4, sostenendo che essa eliminerebbe l’incentivo per il gestore del terminale a massimizzare l’utilizzo delle capacità conferite.

Valutazione finale delle opzioni

14.12 L’Autorità ha ritenuto opportuno adottare l’ipotesi A.4, che prevede l’attribuzione della totalità dei costi alla componente *capacity*, anche in ragione della complessità amministrativa che caratterizza l’ipotesi A.3. Tale ipotesi 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.

14.13 L’attribuzione del 100% dei ricavi complessivi alla componente *capacity* consente comunque di riflettere la struttura dei costi del servizio di rigassificazione nel caso in cui i costi operativi associati al servizio di rigassificazione siano prevalentemente costi fissi, anche in virtù del fatto che i consumi e le perdite dei terminali, per loro natura costi variabili, sono esclusi dalla determinazione dei costi operativi riconosciuti e allocati in natura. Per contro, non appare fondata la preoccupazione secondo cui tale criterio eliminerebbe l’incentivo del gestore del terminale a massimizzare l’effettivo utilizzo della capacità conferita, in quanto un tale utilizzo non dipende dalle scelte operate dal gestore ma dall’effettiva consegna del Gnl da parte dagli utenti del servizio.

15. Criteri di incentivazione per la realizzazione di nuovi terminali

Incentivazione di tipo output based

15.1 L’Autorità, nei precedenti periodi di regolazione, al fine di promuovere la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione e il potenziamento dei terminali esistenti con l’obiettivo di garantire maggiore sicurezza e concorrenza del sistema del gas, ha introdotto un

meccanismo di incentivazione che prevede il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito per i nuovi investimenti.

- 15.2 Tuttavia, la realizzazione di capacità di rigassificazione eccedente il livello strategico nazionale, individuato ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11, potrebbe comportare un aggravio dei costi a carico del sistema nazionale del gas superiore ai benefici e pertanto non si ritiene opportuno riconoscere incentivi agli investimenti realizzati oltre tale soglia.
- 15.3 L'Autorità, nell'ambito della consultazione, ha proposto l'introduzione di sistemi incentivanti di tipo *output based*, in base ai quali la maggiore remunerazione associata ai nuovi investimenti è definita in funzione sulla base dei reali benefici apportati al sistema nazionale del gas, senza applicare alcun tipo di meccanismo di incentivazione ai terminali realizzati oltre la soglia di capacità di rigassificazione soggetta a fattore di garanzia.
- 15.4 In sede di definizione dei criteri di regolazione per il quarto periodo regolatorio, l'Autorità ha evidenziato che la valutazione dei costi e dei benefici associati ai nuovi investimenti richiede ulteriori approfondimenti, ed ha pertanto rimandato l'introduzione di sistemi di incentivazione di tipo *output based* a valle di ulteriori specifiche consultazioni.

Remunerazione addizionale dei nuovi investimenti

- 15.5 In attesa della definizione di sistemi di incentivazione di tipo *output based*, l'Autorità ha confermato i criteri di incentivazione in vigore nel terzo periodo di regolazione, procedendo tuttavia ad una semplificazione delle categorie di investimento incentivate e ad una riduzione della maggiorazione del tasso di investimento, al fine di semplificare il quadro regolatorio e rispondere a principi di maggiore selettività nell'incentivazione di nuovi investimenti.
- 15.6 Pertanto, ai nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2014 sono applicati i seguenti tassi di remunerazione addizionale:
- a) $G_{(4)}=1$: investimenti di sostituzione e derivanti da obblighi normativi, inclusi gli investimenti destinati alla sicurezza: 0%;
 - b) $G_{(4)}=2$: investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti maggiore del 30% o alla realizzazione di nuovi terminali: 2% per 16 anni.
- 15.7 L'Autorità, in un'ottica di selettività degli investimenti, ha inoltre rafforzato il legame tra gli incentivi di cui al precedente paragrafo ed il fattore di copertura dei ricavi, prevedendo che entrambi gli istituti si applichino esclusivamente ai terminali considerati strategici per il sistema nell'ambito del decreto della Presidente del Consiglio dei Ministri adottato ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11.

Incentivazione alla minimizzazione dei costi compensativi

- 15.8 Per quanto riguarda il trattamento delle spese di investimento derivanti da costi compensativi¹² è confermato il meccanismo volto al contenimento di dette spese in vigore nel terzo periodo di regolazione.
- 15.9 Tale meccanismo prevede che, nel caso in cui il valore degli investimenti rientranti nella categoria $G_{(4)}=2$ includa costi compensativi C^{comp} superiori ad una soglia efficiente (definita pari al 3% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico), si preveda una progressiva riduzione della maggiorazione del tasso di remunerazione applicato.

¹² Per costi compensativi si intendono i costi compensativi, esogeni al servizio, iscritti nel libro cespiti nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali.

15.10 Nell'ipotesi di introduzione di meccanismi di incentivazione di tipo *output based*, i criteri di responsabilizzazione dell'impresa di rigassificazione verso il contenimento delle spese compensative saranno soggetti a revisione da parte dell'Autorità.

16. Determinazione dei ricavi di riferimento per i nuovi terminali

16.1 Nel caso di imprese che avviino l'attività di rigassificazione attraverso nuovi terminali, o che potenzino la capacità dei terminali esistenti di una percentuale superiore al 30%, la determinazione dei ricavi di riferimento avviene secondo i medesimi criteri previsti per i terminali esistenti, ad eccezione di quanto indicato nei successivi paragrafi.

16.2 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto (rif. paragrafi da 12.6 a 12.19):

- a) i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del gas di riempimento sono riconosciuti pari al valore di acquisizione risultante da specifiche procedure concorsuali, tali da rispettare il principio di economicità degli investimenti effettuati;
- b) il costo relativo all'acquisto del gas di raffreddamento, determinato sulla base dei criteri di cui alla precedente lettera a), è incluso nella categoria di cespiti *Impianti di Gnl*;
- c) l'attivo immobilizzato netto è determinato, in analogia a quanto previsto per i terminali già in esercizio, sulla base degli incrementi patrimoniali annuali relativi alle immobilizzazioni presenti in bilancio nell'anno precedente alla presentazione della proposta tariffaria.

16.3 La quota di ricavo annua riconducibile ai costi operativi, nei primi due anni di attività, è proposta dalle imprese e sottoposta a verifica dell'Autorità. A partire dal terzo anno la quota di ricavo annuo riconducibile ai costi operativi è determinata sulla base dei conti annuali separati predisposti ai sensi del *TIU* (deliberazione n. 11/07), secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 3 della *RTRG* validi per i terminali in esercizio. L'impresa di rigassificazione deve obbligatoriamente presentare una proposta relativa ai costi supportata da un confronto con realtà simili o dall'evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.

16.4 In continuità con il precedente periodo regolatorio e con quanto definito per il servizio di stoccaggio e di trasporto, l'Autorità ha ritenuto opportuno che nel calcolo dei ricavi di riferimento:

- a) non si tenga conto di costi pre-operativi non capitalizzati, sostenuti nella fase di *start up*, in quanto tali costi sono implicitamente riconosciuti nel rischio sistematico dell'attività e dal sistema di incentivi ai nuovi investimenti;
- b) siano inclusi gli interessi passivi in corso d'opera sostenuti fino all'anno di avviamento dell'erogazione del servizio di rigassificazione, come già indicato nel precedente paragrafo 12.16, purché capitalizzati.

16.5 La ripartizione dei ricavi avviene sulla base dei medesimi criteri previsti per i terminali in esercizio, secondo i criteri individuati nel precedente Capitolo 14.

16.6 Infine, per il primo anno di operatività del terminale, la determinazione dei ricavi di riferimento avviene con riferimento all'effettiva disponibilità del servizio di rigassificazione. Pertanto, nel caso in cui un terminale di Gnl entri in esercizio in corso d'anno, il ricavo di riferimento dell'impresa è riproporzionato in ragione del periodo in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile.

17. Aggiornamento delle quote di ricavo

17.1 In sede di aggiornamento annuale delle quote di ricavo, la determinazione dei ricavi di riferimento dell'impresa di rigassificazione avviene in coerenza con i criteri previsti per il primo anno del periodo regolatorio.

Aggiornamento delle quote di ricavo riconducibili alla remunerazione del CIR e agli incentivi per i nuovi investimenti

17.2 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo le quote dei ricavi a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto e della remunerazione addizionale per i nuovi investimenti sono aggiornate considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria;
- c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
- d) l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali;
- e) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e per il completamento della vita utile standard dei cespiti.

17.3 I criteri sopra descritti valgono anche in relazione ai nuovi terminali che avvieranno l'erogazione del servizio nel corso del periodo di regolazione; in particolare, le quote dei ricavi a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto e della remunerazione addizionale saranno aggiornate mediante il ricalcolo annuale del CIR al 31 dicembre dell'anno solare precedente alla presentazione della proposta tariffaria.

Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile agli ammortamenti

17.4 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo la quota dei ricavi a copertura degli ammortamenti è aggiornata considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- 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;
- c) il valore rivalutato di eventuali contributi in conto capitale;
- d) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e per il completamento della vita utile standard dei cespiti.

Aggiornamento della quota dei ricavi a copertura dei costi operativi

17.5 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo la quota dei ricavi a copertura dei costi operativi è soggetta ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$RL_{co,t} = RL_{co,t-1} (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- l'*X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, differenziato per impresa per i terminali esistenti, sulla base di quanto descritto al successivo capitolo 18;

- Y è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.

Aggiornamento del coefficiente per la copertura di consumi e perdite del terminale

17.6 Negli anni del periodo di regolazione successivo al primo, il coefficiente a copertura di consumi e perdite del terminale è aggiornato sulla base delle condizioni operative di funzionamento attese, dei dati storici, e di eventuali scostamenti tra i quantitativi di gas allocati e i consumi e le perdite effettivamente sostenute nell'anno precedente.

18. Criteri per la fissazione dell'*X-factor*

18.1 Nel terzo periodo di regolazione l'Autorità ha previsto che l'*X-factor* venisse determinato in modo da riassorbire il *profit sharing* riconosciuto alle imprese in un periodo di 8 anni. Per i nuovi terminali di rigassificazione, l'Autorità ha ritenuto di fissare valori di *X-factor* pari a zero, in considerazione degli esigui margini che, nella fase iniziale di avvio dell'attività, hanno gli operatori per implementare logiche di efficientamento su infrastrutture nuove e ad alto contenuto tecnologico.

18.2 Per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato l'applicazione del meccanismo del *profit sharing*, al fine di restituire agli utenti del servizio le eventuali maggiori efficienze realizzate dall'impresa di rigassificazione. Al contempo, l'Autorità ha confermato il criterio di assorbimento del *profit sharing* in un periodo di otto anni.

18.3 L'*X-factor* è pertanto calcolato al fine di riassorbire, nell'arco del periodo regolatorio, sia la quota residua del *profit sharing* del secondo periodo di regolazione che parte del *profit sharing* del terzo periodo di regolazione, attraverso un intervento di linearizzazione che permetta di individuare un fattore di recupero di produttività costante per l'intero periodo regolatorio.

19. Struttura e articolazione tariffaria

Tariffa unica nazionale di rigassificazione

19.1 Nell'ambito del primo documento per la consultazione, l'Autorità, alla luce dell'obiettivo di rafforzamento del principio di inclusione delle infrastrutture di rigassificazione nell'ambito del sistema nazionale del trasporto, ha prospettato l'ipotesi di adozione di una tariffa unica nazionale di rigassificazione, contestualmente all'introduzione di un meccanismo perequativo che assicuri comunque alle singole imprese ricavi coerenti con i vincoli riconosciuti.

19.2 Dalle osservazioni pervenute in esito alla consultazione è emersa un'ampia preferenza per il mantenimento di tariffe differenziate per terminale. Alcuni operatori hanno al riguardo evidenziato, tra l'altro, che l'implementazione di una tariffa unica comporterebbe forme di sussidio tra terminali caratterizzati da un livello di efficienza differente.

19.3 L'Autorità, alla luce di quanto osservato dagli operatori, nonché in ragione della riformulazione degli obiettivi di intervento per il quarto periodo di regolazione (rif. capitolo 5) ha ritenuto opportuno mantenere una struttura tariffaria che preveda corrispettivi differenziati tra i terminali. Tale approccio, inoltre, appare maggiormente coerente con la possibile futura introduzione di meccanismi concorsuali per l'assegnazione della capacità.

Tariffa costante nel tempo

- 19.4 L'applicazione dei criteri descritti precedentemente per la determinazione del capitale investito riconosciuto (rif. paragrafi da 12.6 a 12.19) 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.
- 19.5 Si potrebbero inoltre verificare distorsioni alla concorrenza tra i terminali in quanto gli utenti del servizio di rigassificazione sarebbero disincentivati ad utilizzare i terminali di rigassificazione più recenti.
- 19.6 Per superare tali criticità, l'Autorità ha proposto, nell'ambito della consultazione, l'ipotesi di introdurre una metodologia che preveda la determinazione di una componente di ricavo per la remunerazione del capitale investito costante per tutto il periodo di operatività del terminale, in modo da dare una maggiore stabilità alla tariffa.
- 19.7 Tuttavia, l'Autorità ha rimandato l'introduzione di una tariffa costante nel tempo all'anno 2015, in considerazione della necessità di svolgere ulteriori analisi e valutazioni al fine di valutare l'impatto sui flussi di cassa delle imprese di rigassificazione, eventualmente anche in seguito a una specifica consultazione.

Tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo

- 19.8 L'Autorità ha semplificato la struttura tariffaria per il servizio di rigassificazione, prevedendo in particolare la soppressione del corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento (*Cna*), in considerazione della stretta relazione tra il numero di approdi conferiti e la capacità impegnata, e del corrispettivo unitario variabile (*CVL*), in ragione dell'attribuzione del 100% dei ricavi alla componente *capacity* (rif. Capitolo 14).
- 19.9 Pertanto, la tariffa per il servizio di rigassificazione su base annuale *TL*, per l'utente che approda al terminale, consegna gas naturale liquefatto e ritira volumi di gas rigassificati al punto di entrata interconnesso con la rete nazionale di gasdotti, è determinata secondo la seguente formula:

$$TL = (Cqs + Crs) * QS$$

dove:

- *Cqs* è il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno;
 - *Crs* è il corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno;
 - *QS* sono le quantità contrattuali di Gnl impegnate nell'anno, espresse in metri cubi di Gnl liquido/anno.
- 19.10 I corrispettivi unitari *Cqs* e *Crs* non sono dovuti dall'utente del servizio per la capacità di rigassificazione non utilizzata, resa disponibile e conferita dall'impresa di rigassificazione ai sensi dell'Articolo 6, comma 1, lettera b) della deliberazione n. 167/05.

La tariffa per il servizio di rigassificazione spot

- 19.11 L'Autorità, per il quarto periodo di regolazione, non ha previsto una specifica tariffa per il servizio di rigassificazione offerto su base *spot*, prevedendo che l'impresa di rigassificazione

offra la capacità disponibile attraverso procedure concorsuali, applicando come base d'asta il corrispettivo di impegno *Cqs*.

- 19.12 L'utilizzo del corrispettivo di impegno come base d'asta assicura la copertura dei ricavi riconosciuti anche nel caso di assegnazioni *spot* della capacità.

Corrispettivi unitari per il servizio di rigassificazione

- 19.13 Il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl *Cqs* ed il corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino *Crs* sono determinati sulla base della capacità tecnica del terminale, senza l'applicazione di alcun fattore di carico.
- 19.14 Al riguardo, si evidenzia che l'utilizzo della capacità prevista in conferimento in luogo della capacità tecnica del terminale (come proposto dalle imprese di rigassificazione nell'ambito della consultazione) comporterebbe una sovrapposizione con la disciplina del fattore di correzione dei ricavi, in quanto i ricavi riconosciuti sarebbero conseguiti anche in caso di sottoutilizzo del terminale tramite la riduzione del *driver* tariffario ed il conseguente incremento della tariffa unitaria.

20. Consumi e perdite dei terminali

- 20.1 Nel presente capitolo si riepilogano le opzioni *AIR* presentate nell'ambito del DCO 150/2012/R/GAS relativamente alle modalità di conguaglio di consumi e perdite dei terminali di Gnl e le valutazioni finali dell'Autorità sull'argomento.

Motivazioni alla base delle proposte

- 20.2 Nel terzo periodo di regolazione, i consumi e le perdite del terminale sono stati coperti attraverso la definizione annuale, da parte delle imprese di rigassificazione, di una quota percentuale di gas applicata in natura agli utenti del terminale (Q_{CP}), ed attraverso il riconoscimento tariffario, nella tariffa dell'anno $t+2$, del valore associato allo scostamento (positivo o negativo) tra il gas effettivamente utilizzato dall'impresa per far fronte a consumi e perdite della catena di rigassificazione ed il gas trattenuto dall'impresa in applicazione della suddetta quota percentuale.
- 20.3 L'Autorità ha proposto, per il quarto periodo di regolazione, la conferma dei meccanismi introdotti nel terzo periodo di regolazione per tener conto delle differenze tra la quota percentuale di gas a copertura di consumi e perdite corrisposta in natura dagli utenti ed i consumi e le perdite effettivamente sostenuti dall'operatore, in considerazione del fatto che il livello di consumi e perdite del terminale è dovuto a fattori esogeni e non controllabili dall'impresa di rigassificazione.
- 20.4 Tuttavia, al fine di minimizzare gli scostamenti tra il livello di consumi e perdite effettivo e quello riconosciuto all'impresa di rigassificazione (stimato *ex ante* e quindi soggetto ad incertezza), anche in considerazione delle criticità emerse nel corso del terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha proposto di affinare la metodologia adottata nel terzo periodo di regolazione, introducendo la possibilità per l'impresa di rigassificazione di procedere ad un adeguamento, in corso d'anno, della quota percentuale di gas applicata in natura all'utente del terminale.

Opzioni presentate e valutazioni preliminari

- 20.5 Ai fini della formulazione delle proposte di revisione del trattamento dei consumi e delle perdite del terminale, l'Autorità ha perseguito 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.

- 20.6 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.
- 20.7 La **Tabella 4** riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva *AIR*.

Tabella 4 – Valutazione *AIR* per il meccanismo di conguaglio dei consumi del terminale

Obiettivi	Ipotesi B.1	Ipotesi B.2	Ipotesi B.3
a) garantire aderenza delle tariffe ai costi	Basso	Medio/Alto	Alto
b) garantire trasparenza per gli utenti del terminale	Alto	Medio	Medio
c) garantire semplicità amministrativa	Medio	Basso	Medio/Alto
d) assicurare la certezza della copertura dei costi dell'impresa	Alto	Alto	Medio

Principali osservazioni ricevute

- 20.8 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).

Valutazione finale delle opzioni

- 20.9 L'Autorità, nel definire i criteri di riconoscimento dei costi associati ai consumi e alle perdite della catena di rigassificazione, ha tenuto conto del fatto che l'impresa di rigassificazione non dispone di strumenti per il loro contenimento in quanto si tratta di costi non controllabili.
- 20.10 Con riferimento alle ipotesi regolatorie presentate, l'Autorità ha ritenuto preferibile l'ipotesi B.3, che prevede l'adeguamento in corso d'anno della percentuale a copertura di consumi e perdite del terminale al fine di correggere eventuali scostamenti tra i consumi e le perdite effettive e quelli allocati agli utenti. L'ipotesi 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 potrebbe potenzialmente portare all'applicazione agli utenti del servizio di una quota percentuale di gas che non riflette gli effettivi costi in termini di consumi e perdite della catena di rigassificazione.

- 20.11 Peraltro, gli scostamenti tra la quota percentuale di gas applicata agli utenti e i consumi e le perdite effettivamente sostenuti dal terminale generano, sulla base del meccanismo regolatorio introdotto nel terzo periodo di regolazione, partite economiche (positive o negative) conguagliate mediante l'applicazione di un corrispettivo variabile di rigassificazione (corrispettivo CVL^U), che determinano una maggiore incertezza sull'entità dei corrispettivi di rigassificazione.
- 20.12 L'ipotesi B.3, al contrario, garantisce la minimizzazione degli scostamenti tra il livello di consumi e perdite effettivo e quello riconosciuto all'impresa di rigassificazione dagli utenti del terminale e, al contempo, una maggiore aderenza delle tariffe ai costi sottostanti l'erogazione del servizio.
- 20.13 Pertanto, la *RTRG* prevede che l'impresa di rigassificazione definisca il coefficiente per la copertura di consumi e perdite della catena della rigassificazione Q_{CP} , applicato ai quantitativi di Gnl scaricati dall'utente del terminale, sulla base delle condizioni operative di funzionamento del terminale previste e dei dati storici, ove disponibili, e che tale coefficiente possa essere adeguato in corso d'anno al fine di assicurare l'eguaglianza tra le perdite e i consumi sostenuti e quelli allocati agli utenti.

21. Corrispettivi per la fornitura di ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione

- 21.1 L'impresa di rigassificazione ha facoltà di offrire in maniera non discriminatoria eventuali ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione, e comunque nell'ambito della propria attività caratteristica.
- 21.2 Le condizioni economiche a cui vengono offerti tali ulteriori servizi sono determinate sulla base dei costi sottostanti al servizio offerto, enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione e non già compresi nei costi operativi di cui al precedente paragrafo 12.50.
- 21.3 L'impresa di rigassificazione è tenuta a pubblicare le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione di ulteriori servizi e ad offrire il relativo servizio assicurando trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

22. Fattore di copertura dei ricavi

La disciplina del fattore di copertura dei ricavi

- 22.1 L'Autorità, nell'ambito del procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl per il quarto periodo di regolazione, ha inteso confermare l'applicazione dell'istituto del fattore di garanzia, mantenendo il medesimo livello di garanzia dei ricavi adottato nel terzo periodo di regolazione, prevedendone, tuttavia, l'applicazione selettiva ai soli terminali che saranno considerati strategici per il sistema nell'ambito della c.d. Strategia Energetica Nazionale (SEN).
- 22.2 Le osservazioni pervenute dagli operatori hanno evidenziato, con riferimento alla disciplina del fattore di garanzia, orientamenti contrapposti tra imprese di rigassificazione e società che operano nei mercati della vendita del gas (potenziali utenti dei terminali); più in dettaglio:
- a) la quasi totalità delle imprese di rigassificazione ha evidenziato l'esigenza che l'istituto assicuri, almeno per i terminali strategici, una totale copertura dei ricavi di impresa; ciò in quanto, a detta di alcuni, una garanzia parziale non sarebbe sufficiente ad assicurare l'equilibrio economico-finanziario dell'operatore e, quindi, non costituirebbe un vero

- incentivo a investire in nuove infrastrutture strategiche (in contrasto con le stesse finalità di politica energetica sottese alla SEN);
- b) sulla base di analoghe motivazioni, alcuni operatori hanno contestato anche la decisione dell’Autorità (peraltro già adottata con la deliberazione 272/2013/R/GAS) di prevedere un’applicazione solo parziale dello stesso fattore di garanzia ai terminali esenti che, pur essendo considerati strategici, sono oggetto di rinuncia o revoca dell’esonero;
 - c) a quest’ultimo riguardo, in particolare, un operatore sostiene che tale limitazione dovrebbe applicarsi ai terminali che rinunciano all’esonero solo dopo la decisione finale di investimento; per i progetti di terminali per i quali la rinuncia interviene prima che tale decisione di investimento sia stata adottata, invece, il fattore di garanzia dovrebbe applicarsi senza limitazioni;
 - d) alcuni operatori di mercato, al contrario, esprimono preoccupazione per l’istituto auspicando che il livello della garanzia dei ricavi sia contenuto in quanto, in difetto, l’istituto non darebbe adeguati segnali di prezzo determinando effetti distorsivi per il mercato poiché, da un lato, non incentiverebbe il gestore del terminale a offrire le relative capacità e, dall’altro lato, determinerebbe discriminazioni tra gli utenti del terminale e gli altri utenti del trasporto.
- 22.3 Sebbene l’Autorità abbia ormai in più occasioni fornito chiarimenti sulla natura e i limiti dell’istituto in esame, si ritiene opportuno ribadire alcuni aspetti essenziali.
- 22.4 In primo luogo, il fattore di garanzia è un istituto tariffario volto ad assicurare solo una parziale copertura dei ricavi di capacità del terminale e rappresenta un concorso del sistema del gas alla realizzazione di infrastrutture che si ritiene apportino benefici al sistema in termini di sicurezza, economicità e concorrenza. Più in dettaglio, il fattore di garanzia garantisce una parziale copertura dei ricavi in casi di situazioni temporanee e transitorie in cui l’impresa di rigassificazione non riesca a conferire una quota adeguata delle relative capacità. Infatti, trattandosi di un incentivo tariffario rispetto a un’attività imprenditoriale, il fattore di garanzia non può coprire interamente il rischio di tale attività, ponendola a carico del sistema.
- 22.5 Inoltre, proprio in ragione della sua natura di incentivo tariffario, l’applicazione del fattore di garanzia è subordinata all’entrata in esercizio del terminale con la conseguenza che sino a tale momento il gestore del terminale non acquista alcun diritto.
- 22.6 Da quanto sopra consegue che, ai fini della decisione dell’investimento, il fattore di garanzia non può essere determinante: pertanto, appaiono destituite di fondamento le considerazioni secondo cui, in assenza della piena garanzia dei ricavi, l’investimento stesso nel terminale sarebbe insostenibile (cfr. precedente paragrafo 22.2, lettere a) e b)).
- 22.7 A quest’ultimo riguardo, inoltre, occorre ricordare, in termini più generali, che gli incentivi tariffari sono finalizzati a promuovere la realizzazione e l’utilizzo delle infrastrutture sottoposte ai vincoli della regolazione dell’Autorità; in tali situazioni, la sostenibilità economico-finanziaria è assicurata dal costo riconosciuto del capitale (*WACC*) e, pertanto, in nessun caso il mancato riconoscimento degli incentivi può costituire un rischio in termini di sostenibilità economica per l’impresa.
- 22.8 Diversamente dal fattore di garanzia, è l’istituto dell’esonero (*ex art. 36 direttiva 2009/73/CE*) che può determinare la decisione di investimento su nuovi terminali. L’esonero, infatti, è una deroga all’applicazione della regolazione tariffarie e delle condizioni di accesso definite dall’Autorità, regolazione che costituisce, per il gestore dell’infrastruttura, un limite all’autonomia privata. Una tale posizione di vantaggio riconosciuta al titolare dell’esonero si giustifica in ragione del fatto che:
- a) il livello di rischio connesso all’investimento per la realizzazione dell’infrastruttura è tale per cui, in assenza di una deroga, l’investimento non sarebbe realizzato dal mercato

e ciò in quanto l'investimento è funzionale all'esecuzione fisica di contratti di importazione di gas conclusi da chi realizza l'investimento o da soggetti cui il titolare dell'esenzione sia in grado di mettere a disposizione la nuova capacità:

- b) per contro, dall'esenzione il sistema trae comunque un beneficio consistente, appunto, nel fatto che mediante i predetti contratti di importazione di lungo periodo che dovrebbero impegnare la capacità esente si garantiscono nuove fonti di approvvigionamento, rafforzandosi anche la concorrenza nella fornitura del gas.

- 22.9 Rispetto a tale contesto continuano a risultare generiche e poco comprensibili le considerazioni secondo cui il fattore di garanzia dovrebbe applicarsi senza limitazione nei casi di rinuncia all'esenzione prima della decisione finale di investimento (cfr. precedente paragrafo 22.2, lettera c)). Infatti, in disparte l'oscurità della formulazione dell'osservazione pervenuta, in ogni caso sembra che la decisione di investimento non può che essere connessa con il rilascio dell'esenzione medesima, come risulta dalla documentazione richiesta dalla disciplina ministeriale a corredo dell'istanza di esenzione (ai sensi dell'articolo 2 del decreto 11 aprile 2006). Per contro, alcun legittimo affidamento sul fattore di garanzia può vantare chi intende realizzare un terminale.
- 22.10 Inoltre, le considerazioni sopra svolte rispetto all'esenzione e al fattore di garanzia, rilevano con riferimento alla regolazione di quest'ultimo istituto in caso di rinuncia all'esenzione. Una tale rinuncia, infatti, presuppone la mancata conclusione, in tutto o in parte, dei contratti di importazione di lungo periodo la cui esecuzione fisica mediante la capacità del terminale esente che dovrebbero consentire al suo gestore di coprire l'investimento stesso. Questa mancata conclusione comporta che il sistema, da un lato, non dispone più della garanzia di nuove immissioni di gas e, dall'altro lato, si troverebbe in presenza di una infrastruttura la cui gestione è caratterizzata da un elevato e peculiare livello di incertezza in merito alle condizioni di esercizio. Una tale incertezza, tuttavia, non può gravare sul sistema mediante l'applicazione di garanzie di remunerazione – come il fattore di garanzia – previste per infrastrutture per le quali non è mai stata chiesta l'esenzione, e per le quali il fattore di garanzia (specificamente) dovrebbe costituire uno strumento di supporto di applicazione temporanea, transitoria e limitata.
- 22.11 Nell'ambito di queste ultime considerazioni si collocano le osservazioni pervenute da parte degli operatori di mercato critiche sull'introduzione del fattore di garanzia (cfr. precedente paragrafo 22.2, lettera d)). Sotto quest'ultimo aspetto, l'Autorità ritiene di dover comunque assicurare l'applicazione dell'istituto (nei limiti già individuati con la deliberazione 272/2013/R/GAS per il precedente periodo di regolazione – limiti rispetto ai quali non sono emersi nuovi elementi) con riferimento a quelle infrastrutture le quali, pur non garantendo più una immissione di gas nel lungo periodo, sono comunque ritenute strategiche ed essenziali per il sistema nazionale, ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11.
- 22.12 In tale prospettiva, peraltro, l'intervento selettivo dell'Autorità di riconoscere il fattore di garanzia, anche in caso di rinuncia all'esenzione, ai (soli) terminali ritenuti meritevoli (in termini di essenzialità per il sistema), appare coerente con la recente regolazione adottata con deliberazione 19/2014/R/GAS in tema di contratto di trasporto del gas che il gestore del terminale esente è tenuto a concludere con l'impresa maggiore per una quota di capacità e un periodo di tempo corrispondente a quelli oggetto di esenzione. In deroga a tale vincolo per il gestore del terminale, che non viene meno per effetto della rinuncia all'esenzione, l'Autorità ha comunque riconosciuto ai gestori titolari di terminali ritenuti strategici la facoltà di ottenere una riduzione della durata del contratto di trasporto (equilibrata da ulteriori impegni volti ad assicurare al sistema che il servizio di rigassificazione sia comunque offerto anche per il periodo residuo).

- 22.13 Sulla base di quanto sopra, per il quarto periodo di regolazione l’Autorità ha mantenuto il fattore di garanzia nei suoi elementi essenziali, caratterizzandolo da maggiore selettività rispetto alla precedente regolazione; per tale motivo, il nuovo istituto, applicabile nel nuovo periodo di regolazione, è stato denominato in modo diverso, come “fattore di copertura di ricavi”. Il nuovo istituto lascia comunque invariato il diritto all’applicazione del fattore di garanzia acquisito dalle imprese di rigassificazione ai sensi della disciplina vigente nel terzo periodo di regolazione. In particolare, l’Autorità ha previsto di:
- a) mantenere per i terminali entrati in esercizio entro il terzo periodo di regolazione (qualora soddisfino i requisiti per beneficiarne), il medesimo livello di copertura dei ricavi adottato nel predetto periodo;
 - b) prevedere l’applicazione selettiva dell’istituto ai nuovi terminali, solo nel caso in cui i medesimi siano considerati strategici per il sistema ed inclusi nell’elenco delle infrastrutture nazionali strategiche di cui all’articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11. Nelle more del completamento del quadro normativo nazionale in materia di infrastrutture strategiche, l’Autorità ha ritenuto opportuno definire delle modalità transitorie di riconoscimento del diritto all’applicazione del fattore di garanzia; ai fini del riconoscimento del fattore di garanzia è infatti necessario che il Ministero dello Sviluppo Economico, tramite decreto ministeriale, individui il terminale come infrastruttura essenziale e indispensabile per garantire adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia. L’Autorità ha inoltre evidenziato al riguardo che, in esito al completamento del quadro normativo, potranno comunque essere valutate le eventuali esigenze di revisione e aggiornamento della disciplina tariffaria e di incentivazione.
- 22.14 Al fine di assicurare la massima efficienza del fattore di copertura dei ricavi, in coerenza con la nuova impostazione selettiva della regolazione, l’Autorità ha previsto che, per i nuovi terminali che saranno dichiarati strategici, il livello di copertura dei ricavi sia differenziato, caso per caso, e comunque entro livelli minimi e massimi prestabiliti, tenuto conto della rischiosità e del contributo dell’iniziativa alla promozione della competitività nel mercato del gas naturale. A tal fine, in coerenza con le esigenze di partecipazione dei soggetti interessati, la definizione dei predetti criteri e livelli è stata rinviata a successivo provvedimento.
- 22.15 L’Autorità, nell’ambito della *RTRG*¹³, ha confermato altresì le disposizioni in merito ai criteri tariffari e al fattore di copertura dei ricavi per i casi di rinuncia o revoca dell’esenzione, adottate con deliberazione 272/2013/R/GAS, salva l’esigenza di trattare diversamente il caso della revoca dell’esenzione. A quest’ultimo riguardo, in ragione del fatto che la revoca presuppone un grave inadempimento da parte del suo titolare, l’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere una potenziale ulteriore riduzione del livello di copertura dei ricavi, da valutare caso per caso.
- 22.16 Infine, poiché la scelta di riconoscere selettivamente il fattore di copertura dei ricavi persegue la finalità di premiare i terminali che apportano al sistema un beneficio in termini di sicurezza, efficienza e competitività, l’Autorità dovrebbe garantire che tale beneficio sia effettivo; a tal fine, l’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che il livello di copertura dei ricavi possa essere rivisto nel caso in cui l’infrastruttura, per cause da accertare caso per caso, non sia in grado di erogare il servizio nel periodo di punta stagionale o in condizioni di criticità del sistema.

¹³ Al fine di semplificare la produzione normativa e garantire certezza al sistema sulla disciplina applicabile nel quarto periodo di regolazione, l’Autorità ha inserito i criteri tariffari contenuti nella citata deliberazione 272/2013/R/GAS nella *RTRG*, salvo le modifiche ritenute opportune sopra richiamate.

Titolarità del fattore di copertura dei ricavi

- 22.17 Il diritto all'applicazione del fattore di copertura dei ricavi FC^L è riconosciuto:
- ai terminali che hanno acquisito il diritto all'applicazione del fattore di garanzia ai sensi della disciplina vigente nel precedente periodo di regolazione;
 - ai terminali di Gnl inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3, del decreto legislativo n. 93/11.
- 22.18 L'Autorità, inoltre, ai fini del riconoscimento del fattore di copertura dei ricavi, si è riservata la possibilità di verificare, mediante specifico procedimento, situazioni in cui il terminale non sia in grado di offrire il servizio di rigassificazione nel periodo di punta stagionale o in condizioni di criticità del sistema nazionale del gas a causa di limiti tecnici-operativi e, in tal caso, di sospendere l'applicazione del fattore di copertura dei ricavi o modificarne il livello.

Modalità applicative del fattore di copertura dei ricavi

- 22.19 Il fattore di copertura dei ricavi FC^L è applicato per una durata di 20 anni decorrenti dall'anno in cui l'impresa che gestisce il terminale di Gnl offre il servizio di rigassificazione.
- 22.20 Il fattore di copertura dei ricavi è calcolato sulla base della seguente formula:

$$FC_t^L = \max[\alpha \cdot RL_t - REF_t^L; 0]$$

dove:

- α rappresenta il livello di copertura dei ricavi riconosciuti;
 - RL_t è il ricavo di riferimento per l'anno t ;
 - FC_t^L è il fattore di copertura dei ricavi per l'anno t ;
 - REF_t^L sono i ricavi conseguiti applicando i corrispettivi unitari di impegno Cqs al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione, alle capacità conferite per l'anno t .
- 22.21 Il parametro α è pari a 64% per i terminali che hanno acquisito il diritto all'applicazione del fattore di garanzia in conformità alla disciplina vigente nel terzo periodo di regolazione; invece, per i terminali di Gnl inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 93/11, che entreranno in esercizio nel corso del periodo di regolazione, il valore percentuale del parametro α sarà determinato dall'Autorità, caso per caso, sulla base di criteri adottati con successivo provvedimento.
- 22.22 Nel caso di terminali in regime di esenzione, ai fini del calcolo della componente REF_t^L , i ricavi relativi alla capacità oggetto di esenzione sono valutati *pro forma* secondo le tariffe approvate dall'Autorità.
- 22.23 Nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, il fattore di copertura dei ricavi è applicato secondo i medesimi i criteri vigenti per la generalità dei terminali di rigassificazione, escludendo dai ricavi di riferimento considerati ai fini dell'applicazione del fattore di copertura dei ricavi gli incentivi tariffari riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti (componente di ricavo $RL_{incentivi}$ di cui al comma 3.1, lettera b), della *RTRG*).
- 22.24 Inoltre, nei casi di revoca dell'esenzione, oltre alle misure di cui al precedente paragrafo, l'Autorità, alla luce delle motivazioni della revoca da valutare caso per caso nell'ambito di appositi procedimenti, si riserva di ridurre ulteriormente il livello di copertura dei ricavi, in ragione del fatto che la revoca presuppone un grave inadempimento da parte del suo titolare.

Erogazione delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi

- 22.25 Ai fini dell'erogazione delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi, l'Autorità ha previsto che:

- a) l'impresa di rigassificazione titolare del fattore di copertura dei ricavi, entro 4 mesi dalla conclusione di ciascun anno del quarto periodo di regolazione, comunichi alla Cassa e alla Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione dell'Autorità l'ammontare del fattore di copertura dei ricavi FC^L , unitamente alle informazioni utilizzate per il calcolo e all'attestazione dei ricavi conseguiti nell'anno precedente;
- b) la Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione dell'Autorità, entro 30 giorni da tale comunicazione, comunichi alla Cassa il nulla osta all'erogazione delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi;
- c) la Cassa, entro 30 giorni dal ricevimento del nulla osta, provveda all'erogazione per ciascuna impresa di rigassificazione delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi.

22.26 Gli oneri derivanti dal fattore di copertura dei ricavi FC^L sono recuperati attraverso l'applicazione del corrispettivo CV^{FG} di cui all'articolo 23.1, lettera b), della *RTTG* (Allegato A della deliberazione 14 novembre 2013, 514/2013/R/GAS), il cui gettito è versato sul "Conto oneri fattore di copertura impianti di rigassificazione". Le imprese di rigassificazione versano su tale conto i ricavi derivanti dall'applicazione di corrispettivi di scostamento RSC^{L14} , che quindi contribuiscono a ridurre gli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi.

¹⁴ I ricavi di scostamento sono i ricavi derivanti dall'applicazione di corrispettivi di scostamento previsti nel codice di rigassificazione, nonché dalla deliberazione n. 167/05.