

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE A.I.R.

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER IL SERVIZIO DI
STOCCAGGIO DI GAS NATURALE PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE
2011-2014**

(deliberazione 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10)

INDICE

Premessa.....	3
PARTE I.....	4
Il contesto normativo	4
1 Introduzione	4
2 Normativa di carattere generale	4
3 Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione	9
PARTE II	11
Obiettivi dell’ Autorità e processo di consultazione	11
4 Introduzione	11
5 Obiettivi	11
6 Processo di consultazione	11
PARTE III.....	14
Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione.....	14
7 Introduzione	14
8 Possibile evoluzione del trattamento dei ricavi in caso di introduzione di procedure concorsuali	14
9 Trattamento dei costi di ripristino	16
10 Criteri per la fissazione dell’ <i>X-factor</i>	18
PARTE IV	20
Provvedimento finale	20
11 Introduzione	20
12 Criteri generali adottati	20
13 Periodo di riferimento per l’ applicazione delle tariffe di stoccaggio.....	22
14 Determinazione dei ricavi di riferimento riconosciuti per il servizio di stoccaggio del gas naturale.....	22
15 Criteri di incentivazione dei nuovi investimenti	33
16 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese di stoccaggio	35
17 Articolazione dei ricavi di riferimento.....	37
18 Struttura ed articolazione tariffaria	38
19 Perequazione dei ricavi di stoccaggio.....	42
20 Aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....	43
21 Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento	45

PREMESSA

La presente relazione di Analisi di impatto di regolazione (di seguito: *AIR*) illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10 “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (*TUSG*): approvazione della parte II ‘Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (*RTSG*)’, disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l’anno 2011” (di seguito: deliberazione ARG/gas 119/10). Con tale deliberazione l’Autorità ha definito la normativa in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il terzo periodo di regolazione, che ha avuto inizio l’1 gennaio 2011.

Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica (di seguito: il provvedimento) si inserisce nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione dell’Autorità 15 giugno 2009, ARG/gas 72/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 72/09), ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’attività di stoccaggio del gas naturale per il terzo periodo di regolazione, ai sensi dell’articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

Il procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 72/09 in materia di regolazione delle tariffe di stoccaggio di gas naturale si è svolto in parallelo con il procedimento sulla qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale, avviato con deliberazione 2 luglio 2009, ARG/gas 86/09.

Con deliberazione 22 novembre 2010, ARG/gas 204/10 “Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (*TUSG*): approvazione della Parte I ‘Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (*RQSG*)’”, sono stati approvati i criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014.

Entrambi questi procedimenti sono stati sottoposti a procedura *AIR* ai sensi della deliberazione dell’Autorità 3 ottobre 2008, GOP 46/08.

La predisposizione del provvedimento tariffario è stata preceduta da una fase di consultazione dei soggetti interessati avviata con il documento per la consultazione 21 aprile 2010 relativo a “Criteri per la determinazione delle tariffe per l’attività di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo di regolazione”, Atto DCO 8/10 (di seguito: documento per la consultazione 21 aprile 2010). In tale documento sono stati presentati gli orientamenti dell’Autorità in materia di regolazione tariffaria dell’attività di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione e sono state presentate delle opzioni alternative per alcuni degli aspetti più rilevanti presi in esame; per ciascuna opzione è stata condotta una valutazione preliminare e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni per la scelta dell’opzione preferibile.

Al documento per la consultazione 21 aprile 2010 ha fatto seguito un ulteriore documento per la consultazione, diffuso in data 1 luglio 2010, relativo a “Criteri per la determinazione delle tariffe per l’attività di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo di regolazione – Orientamenti finali”, Atto DCO 20/10 (di seguito: documento per la consultazione 1 luglio 2010). Il documento per la consultazione 1 luglio 2010 contiene le proposte finali in merito alle opzioni di regolazione preferite dall’Autorità per il terzo periodo di regolazione, che tengono conto anche delle osservazioni pervenute alle proposte formulate nel documento per la consultazione 21 aprile 2010.

PARTE I

IL CONTESTO NORMATIVO

1 Introduzione

- 1.1 Questa sezione illustra il contesto normativo di riferimento per l'erogazione del servizio di stoccaggio ed i vincoli di natura giuridica dell'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina l'attività di stoccaggio che è stata considerata nella formulazione e nella definizione del provvedimento finale ed in particolare: la normativa di carattere generale, la normativa relativa alla regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale e la normativa relativa alle condizioni di accesso.

2 Normativa di carattere generale

Disciplina tariffaria

- 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, disponendo in particolare che l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
 - c) "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".
- 2.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95).
- 2.3 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 2.4 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire le tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale è precisato nel decreto legislativo n. 164/00. Tale decreto, che ridefinisce la struttura organizzativa del settore del gas, stabilisce anche alcuni criteri generali per la determinazione delle tariffe per l'accesso alle infrastrutture del settore. Con particolare riferimento all'attività di stoccaggio, il decreto legislativo n. 164/00 prevede che:
- a) l'Autorità determini le tariffe per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito (articolo 23, comma 2);
 - b) le tariffe di stoccaggio debbano permettere lo sviluppo delle infrastrutture, incentivando gli investimenti per il potenziamento delle capacità e tenendo conto del particolare rischio associato alle attività minerarie e della immobilizzazione del gas necessario per assicurare le prestazioni di punta (articolo 23, comma 3).

- 2.5 Inoltre, l'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00, dispone che l'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde è svolta sulla base di concessione, di durata non superiore a 20 anni, rilasciata dal Ministero delle attività produttive ai soggetti richiedenti che siano in possesso della necessaria capacità tecnica economica ed organizzativa e che dimostrino di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni contenute nel medesimo decreto. La concessione è accordata secondo le disposizioni del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 agosto 2005.
- 2.6 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 33, paragrafo 1) per l'organizzazione dell'accesso agli impianti di stoccaggio, ove tecnicamente e/o economicamente necessario per dare un accesso efficiente al sistema per la fornitura all'utenza nonché per organizzare l'accesso ai servizi ausiliari, gli Stati membri possono scegliere di applicare una o entrambe le procedure di accesso negoziato e accesso regolamentato.
- 2.7 In particolare, l'articolo 33, paragrafo 4, della Direttiva 2009/73/CE prevede, nel caso di accesso regolamentato, che gli Stati membri adottino le misure necessarie per conferire alle imprese di gas naturale e ai clienti idonei, sia all'interno che all'esterno del territorio coperto dal sistema interconnesso, un diritto di accesso allo stoccaggio, al *linepack* e ad altri servizi ausiliari, sulla base di tariffe pubblicate e/o altre condizioni e obblighi per l'utilizzo del suddetto stoccaggio e del *linepack*.
- 2.8 La Direttiva 2009/73/CE, all'articolo 36, ha definito altresì i criteri per la concessione dell'esenzione alla disciplina di accesso regolamentato per le nuove infrastrutture del sistema gas, confermando sostanzialmente quanto già previsto dalla Direttiva 2003/55/CE.
- 2.9 Nel contesto italiano, le disposizioni della Direttiva 2003/55/CE in merito alla esenzione dalla disciplina di accesso a terzi erano già state recepite, dall'articolo 1, comma 17 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04), che dispone che i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana, nella realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di approvvigionamento di gas naturale, possono richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi. L'esenzione è accordata, caso per caso, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80% della nuova capacità, dal Ministero dello sviluppo economico, previo parere dell'Autorità.
- 2.10 L'articolo 1, comma 20, della legge n. 239/04 dispone che la quota residua delle nuove capacità di trasporto ai punti di ingresso della rete nazionale di gasdotti, nonché la residua quota delle capacità delle nuove infrastrutture di interconnessione, dei nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale e dei nuovi terminali di rigassificazione, e dei potenziamenti delle capacità esistenti, sono allocate secondo procedure definite dall'Autorità in base a criteri di efficienza, economicità e sicurezza del sistema stabiliti con decreto del Ministro dello sviluppo economico.
- 2.11 Con decreto del 6 agosto 2010, il Ministero dello sviluppo economico ha determinato, ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/2004, e nel rispetto di quanto previsto dalla normativa comunitarie, i principi e le modalità per la concessione dell'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi, in favore delle imprese che investono

nella realizzazione di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturali o in significativi potenziamenti delle capacità di stoccaggio esistenti.

Disciplina in materia di accesso al sistema nazionale del gas e caratteristiche del servizio di stoccaggio

- 2.12 L'articolo 12, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00 dispone l'obbligo per i soggetti titolari di concessioni di stoccaggio di assicurare e fornire i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui essi dispongono abbia idonea capacità, e purché i servizi richiesti dall'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti dal Ministero delle attività produttive. Ai sensi dell'articolo 12, comma 1, del medesimo decreto, il titolare di più concessioni di stoccaggio ha l'obbligo di gestire in modo coordinato e integrato il complesso delle capacità di stoccaggio di *working gas* di cui dispone, al fine di garantire l'ottimizzazione delle capacità stesse e la sicurezza del sistema nazionale del gas nel rispetto degli indirizzi di cui all'articolo 28 del medesimo decreto.
- 2.13 Il decreto legislativo n. 164/00 definisce i seguenti tre diversi servizi di stoccaggio:
- lo stoccaggio di modulazione (articolo 2, lettera ff)) come lo stoccaggio finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi;
 - lo stoccaggio minerario (articolo 2, lettera gg)) come lo stoccaggio necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano; il decreto ministeriale 9 maggio 2001, come modificato dal decreto 23 marzo 2005, ha disciplinato il servizio di stoccaggio minerario in modo da assicurare alle produzioni nazionali una flessibilità di fornitura confrontabile con quella caratteristica dei contratti di importazione e di tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione.
 - lo stoccaggio strategico (articolo 2, lettera hh)) come lo stoccaggio finalizzato a sopperire a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas; l'articolo 3, comma 1 del medesimo decreto pone l'onere di tale servizio a carico degli importatori di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea.
- 2.14 L'articolo 18, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00, stabilisce che la disponibilità del servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera, adeguata alla domanda di un anno con inverno rigido con frequenza ventennale, sia fornita ai clienti non idonei dai soggetti che svolgono l'attività di vendita¹. L'Autorità determina gli obblighi di modulazione per il periodo di punta stagionale per ciascun Comune in funzione dei valori climatici.
- 2.15 L'articolo 18, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00, dispone che i soggetti che svolgono l'attività di vendita ai clienti idonei devono fornire contestualmente agli stessi clienti la disponibilità del servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale, giornaliera e oraria richiesta dai clienti stessi. I criteri per la determinazione delle capacità di stoccaggio associate alla domanda degli stessi clienti sono stabiliti nell'ambito del codice di stoccaggio.

¹ Si ricorda che il decreto legislativo n. 164/00 definisce:

- periodo di punta stagionale: il periodo compreso tra il 15 novembre ed il 15 marzo di ciascun anno;
- periodo di punta giornaliera: il periodo compreso tra le ore 7 e le ore 22 di ciascun giorno nel periodo di punta stagionale;
- disponibilità di punta giornaliera: quantità di gas naturale, espressa in Smc/g, erogabile da un sistema di stoccaggio nell'ambito di un giorno;
- disponibilità di punta oraria: quantità di gas naturale, espressa in Smc/g, erogabile da un sistema di stoccaggio nell'ambito di un'ora, moltiplicata per le 24 ore.

- 2.16 Il decreto legislativo n. 164/00 dispone inoltre (articolo 8, comma 6) che le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento governino i flussi di gas naturale ed i servizi accessori necessari al funzionamento del sistema, compresa la modulazione, e siano responsabili, sulla base di direttive del Ministero dello sviluppo economico, dell'utilizzo in caso di necessità degli stoccaggi strategici di gas naturale direttamente connessi con la rispettiva rete, salvo la tempestiva reintegrazione degli stessi da parte dei soggetti responsabili. Il medesimo decreto dispone inoltre che le imprese di trasporto garantiscano l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti, anche garantendo il rispetto del codice di rete di cui all'articolo 24 del medesimo decreto.
- 2.17 La deliberazione dell'Autorità 21 giugno 2005, n. 119/05, emanata ai sensi dell'articolo 12, comma 7, del decreto legislativo n. 164/00, ha fissato i criteri e le priorità di accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale atti a garantire agli utenti libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di stoccaggio in condizione di normale esercizio, nonché gli altri obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio. Sulla base di tali criteri, priorità e obblighi, le imprese di stoccaggio hanno conformato e predisposto i propri codici di stoccaggio.
- 2.18 Il conferimento di capacità di stoccaggio, ai sensi dell'articolo 9 della deliberazione n. 119/05, avviene per periodi non superiori all'anno termico dello stoccaggio (1 aprile – 31 marzo) ed entro l'1 marzo antecedente l'inizio di ciascun anno termico. Sulla base dell'ordine di priorità di cui al medesimo articolo, l'impresa di stoccaggio è tenuta a soddisfare in via prioritaria le richieste per il servizio di stoccaggio strategico e per il bilanciamento operativo del sistema, ed a conferire la restante capacità di stoccaggio sulla base del seguente ordine di priorità:
- a) titolari di concessioni di coltivazione che richiedono un servizio di stoccaggio minerario;
 - b) soggetti ai quali compete, direttamente o indirettamente, il servizio di cui all'articolo 18, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 164/00, limitatamente a quantitativi massimi relativi ad un periodo di punta stagionale mediamente rigido;
 - c) soggetti di cui alla precedente lettera b), limitatamente ad ulteriori quantitativi massimi relativi ad un periodo di punta stagionale rigido con frequenza ventennale;
 - d) soggetti che richiedono l'accesso per servizi diversi da quelli di cui alle precedenti lettere.
- 2.19 Il codice di stoccaggio, adottato dalle imprese di stoccaggio sulla base dei criteri e delle norme di cui alla deliberazione n. 119/05, descrive le caratteristiche e le condizioni tecnico-economiche di erogazione del servizio di stoccaggio, dei cosiddetti servizi accessori, nonché di eventuali ulteriori servizi, vale a dire di servizi offerti dall'impresa sulla base di condizioni tecniche ed economiche soggette all'approvazione da parte dell'Autorità.
- 2.20 Oltre ai servizi sopra descritti, l'impresa di stoccaggio può offrire prestazioni di *extra* punta di erogazione, ai sensi dell'articolo 10^{bis} della deliberazione n. 119/05, capacità di stoccaggio interrompibile, ai sensi dell'articolo 10 della deliberazione n. 119/05, applicando ai corrispettivi tariffari una riduzione sottoposta ad approvazione dell'Autorità e, con riferimento a quanto disposto dalla deliberazione 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09², un servizio di bilanciamento utenti mediante l'espletamento di procedure concorsuali.

² Deliberazione 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09 recante "Interventi urgenti di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale ai sensi del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78".

Disciplina in materia di separazione contabile, amministrativa e funzionale

- 2.21 Con deliberazione 21 dicembre 2001, n. 311/01, adottata ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f), della legge n. 481/95, l'Autorità ha emanato, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, direttive per la separazione contabile e amministrativa, anche al fine di verificare i costi delle singole prestazioni e di garantire l'imparzialità dell'esercente il servizio di stoccaggio.
- 2.22 Con la deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: *TIU*), l'Autorità ha modificato e integrato la disciplina dell'*unbundling*, anche al fine di recepire le disposizioni in materia di separazione funzionale introdotte dalla Direttiva 2003/55/CE.
- 2.23 L'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti in tali direttive è finalizzata al monitoraggio della dinamica dei costi, anche al fine di verificare l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto in ultimo dall'articolo 31, comma 3, della Direttiva 2009/73/CE.

Decreti ministeriali e circolari

- 2.24 In coerenza con quanto previsto dal decreto legislativo n. 164/00, il Ministero ha provveduto ad emettere i decreti di propria competenza. Tra questi si segnalano di seguito i più rilevanti.
- 2.25 Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto del 27 marzo 2001, ha definito i criteri per la conversione in stoccaggio di giacimenti in avanzata fase di coltivazione, ai sensi dell'articolo 13 del decreto legislativo n. 164/00. Il decreto definisce i criteri d'idoneità e le procedure da seguire per la conversione.
- 2.26 Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto del 27 marzo 2001, ha determinato i criteri in base ai quali rilasciare le autorizzazioni ad importare gas naturale prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea; tra di essi è stato individuato l'obbligo in capo ai soggetti importatori di fornire l'effettiva garanzia di disporre di adeguate capacità di stoccaggio strategico.
- 2.27 Il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001, ha definito le modalità di determinazione dei quantitativi afferenti lo stoccaggio minerario e dei quantitativi per lo stoccaggio strategico, fissando un valore pari a 5,1 Gmc per l'anno 2001; tale valore è stato confermato dal Ministero dello sviluppo economico per tutti gli anni successivi.
- 2.28 Il decreto del Ministero delle attività produttive del 26 settembre 2001 ha fissato le modalità di determinazione e di erogazione dei volumi di stoccaggio strategico in relazione ai casi di:
- interruzione o riduzione delle importazioni da Paesi non appartenenti all'Unione europea;
 - interruzione o riduzione delle importazioni da Paesi appartenenti all'Unione europea ed emergenze della rete nazionale di gasdotti;
 - stagione invernale globalmente fredda.
- 2.29 Il Ministero delle attività produttive, con decreto 23 marzo 2005, ha adeguato le prestazioni di stoccaggio minerario alla flessibilità dei contratti di importazione stipulati successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00.
- 2.30 Il Ministero delle attività produttive, con decreto del 26 agosto 2005, ha definito le modalità per il conferimento delle concessioni di stoccaggio ed il trasferimento della titolarità della concessione e ha approvato il disciplinare tipo sulle modalità amministrative e tecniche di svolgimento delle attività di stoccaggio in giacimenti o unità geologiche profonde, gli obiettivi qualitativi che devono essere perseguiti dal concessionario, i poteri di verifica e le conseguenze di eventuali inadempimenti. Nel decreto vengono definite, tra le altre, le disposizioni inerenti:

- la definizione del ciclo di stoccaggio, inteso come il ciclo annuale che decorre dall'1 aprile di ciascun anno al 31 marzo dell'anno successivo;
- le modalità di ampliamento della capacità di stoccaggio;
- disposizioni relative alla sicurezza degli impianti e per la continuità dell'esercizio, nonché gli obblighi di comunicazione dei dati di esercizio e previsionali a carico del concessionario del servizio;
- gli obiettivi di qualità, introducendo disposizioni relative alla qualità delle prestazioni del servizio e alla misura di quantità e di qualità del gas immesso ed erogato in ciascun giacimento.

2.31 Con decreto del 3 novembre 2005, il Ministero delle attività produttive ha definito i criteri per la determinazione del corrispettivo dovuto al titolare di una concessione di coltivazione del giacimento in fase di avanzata coltivazione nel caso in cui tale concessione sia convertita in stoccaggio ed il corrispettivo per l'attribuzione ad altre imprese del gas di concessioni di stoccaggio non prorogate.

3 Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione

3.1 I criteri di regolazione tariffaria in vigore nel secondo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione n. 50/06. Sulla base di tali criteri, la definizione dei ricavi di riferimento riconosciuti alle imprese di stoccaggio è avvenuta tramite l'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di stoccaggio, in modo tale da garantire sia la copertura dei costi operativi sia di quelli di capitale, ivi incluso l'ammortamento, e da garantire una congrua remunerazione del capitale investito, costituito dagli *asset* tecnici e dal gas economicamente estraibile presente nei giacimenti di stoccaggio, in coerenza con le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00.

3.2 Ai fini della valorizzazione del gas naturale economicamente estraibile presente nei giacimenti attivi alla data del 31 dicembre 2005, è stata utilizzata la metodologia del costo storico rivalutato considerando, per ogni anno di acquisizione, il costo originario di acquisizione. Ove nel primo periodo di regolazione sia stato riconosciuto ai fini tariffari un valore calcolato con metodologie difformi dal costo storico rivalutato, il valore del gas naturale è stato assunto pari a quello del primo periodo, opportunamente rivalutato. Sempre ai fini della valorizzazione del gas naturale di proprietà dell'impresa, l'Autorità ha disposto che i quantitativi di gas acquistato nel corso del secondo periodo di regolazione per la formazione del *cushion gas* e dell'eventuale *pseudo-working gas*, venissero valorizzati al valore di acquisizione ove questa sia avvenuta con procedura concorsuale oppure al valore medio del *QE* dell'anno di iscrizione nel bilancio d'esercizio.

3.3 Il tasso di remunerazione del capitale investito, all'inizio del secondo periodo di regolazione, è stato fissato al 7,1% reale pre-tasse.

3.4 Ai sensi della deliberazione n. 50/06, i ricavi di riferimento venivano suddivisi in componenti di ricavo legate alle prestazioni di capacità ed in una componente di ricavo riferita ai volumi di gas movimentati, in considerazione del fatto che la struttura tariffaria prevedeva un'articolazione dei corrispettivi in corrispettivi di capacità (relativi alle prestazioni di erogazione, iniezione, spazio e disponibilità di stoccaggio strategico) ed in un corrispettivo unitario variabile.

3.5 L'Autorità, con la deliberazione n. 50/06, in considerazione dell'assenza di concorrenza nel mercato dei servizi di stoccaggio, caratterizzato dalla presenza di un'impresa che gestiva circa il 97% delle capacità, nonché in ragione della carenza di offerta del servizio medesimo,

ha previsto, al fine di stimolare il potenziamento e lo sviluppo dei nuovi giacimenti e delle infrastrutture esistenti meno efficienti, e di favorire lo sviluppo della domanda di servizi di stoccaggio, anche diversi dai servizi di modulazione, minerario e strategico, una tariffa di stoccaggio unica nazionale, unitamente ad un sistema di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi spettanti ad ogni impresa.

- 3.6 L'Autorità ha inoltre introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di *capacity*, che assicura a ciascuna impresa di stoccaggio le quote di ricavo relative alla remunerazione del capitale investito e alla quota di ammortamento, indipendentemente dalle quantità di capacità dalla stessa effettivamente conferite.
- 3.7 Al fine di favorire lo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio e assicurare condizioni favorevoli alla concorrenza nel mercato interno, l'Autorità ha inoltre introdotto un sistema di incentivi per i nuovi investimenti, prevedendo il riconoscimento di una maggiore remunerazione rispetto al tasso di remunerazione del capitale investito, in funzione di differenti tipologie di investimento, classificate in base al contributo apportato al sistema in termini di approvvigionamento del gas naturale, garanzia della sicurezza e ottimizzazione del sistema di stoccaggio; le tipologie individuate sono le seguenti:
- T=1 investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione della capacità di stoccaggio, per i quali non è stata prevista alcuna remunerazione incrementale;
 - T=2 investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti in esercizio alla data di entrata in vigore del provvedimento: 4% per 8 anni;
 - T=3 investimenti per la realizzazione di nuovi giacimenti di stoccaggio e impianti di *peak shaving*: 4% per 16 anni.
- 3.8 L'Autorità ha inoltre previsto:
- la differenziazione dei corrispettivi nelle fasi di iniezione ed erogazione, al fine di stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, nonché di preservare le prestazioni del sistema al termine di dette fasi;
 - la revisione delle prestazioni di punta di erogazione associate alle capacità di erogazione conferite, in modo da tenere conto della funzionalità delle prestazioni di punta all'erogazione del gas.
- 3.9 L'Autorità ha infine previsto che, nel caso di conferimenti di durata inferiore all'anno a seguito di capacità aggiuntive rese disponibili in corso di anno termico, i corrispettivi di capacità di spazio venissero ridotti proporzionalmente alla durata del conferimento. Infine, è stata prevista la possibilità di offrire eventuali servizi di disponibilità di punta giornaliera di tipo interrompibile applicando, in considerazione delle varie e complesse tipologie di interrompibilità, tariffe ridotte rispetto a quelle regolate ma definite su base negoziale, assicurando comunque trasparenza e imparzialità.

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 stoccaggio che l'Autorità ha inteso perseguire per il terzo periodo di regolazione, anche a seguito dell'attività ricognitiva svolta e delle osservazioni presentate dagli operatori nel corso del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 72/09.

5 Obiettivi

Finalità ed orientamenti generali dell'Autorità

- 5.1 Nella deliberazione ARG/gas 72/09 di avvio del procedimento di revisione dei criteri tariffari dell'attività di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto delle seguenti esigenze generali:
- a) della necessità di mantenere meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture necessarie per l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio del gas naturale, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire lo sviluppo e la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
 - b) della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio;
 - c) dell'esigenza di procedere, ove possibile, con una ulteriore convergenza dei criteri di riconoscimento dei costi e di regolazione tariffaria tra i settori dell'energia elettrica e del gas;
 - d) delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.
- 5.2 Sulla base delle suddette esigenze di carattere generale, e tenuto conto della natura del procedimento di revisione dei criteri tariffari del servizio di stoccaggio, sono stati individuati una serie di obiettivi di carattere generale che hanno orientato le proposte e le ipotesi presentate ai fini della consultazione e sulla base dei quali sono stati definiti i criteri di regolazione tariffaria per il periodo di regolazione 2011-2014. In particolare, come descritto nel capitolo 6 del documento per la consultazione 21 aprile 2010, tali obiettivi sono:
- a) favorire la stabilità regolatoria;
 - b) garantire la coerenza dei criteri tariffari con lo sviluppo di meccanismi di mercato.

6 Processo di consultazione

- 6.1 La deliberazione ARG/gas 72/09 ha disposto che il procedimento sui criteri di regolazione tariffaria dell'attività di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 fosse inserito tra i procedimenti *AIR*. In coerenza con la metodologia *AIR*, tale procedimento ha offerto a

tutti i soggetti interessati diverse occasioni per fornire tutti gli elementi ritenuti utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.

- 6.2 In particolare, il procedimento si è articolato in una fase di raccolta dati di natura tecnico-economica presso le imprese di stoccaggio, in una fase ricognitiva svolta attraverso l'attivazione di tavoli tecnici con le imprese di stoccaggio di gas naturale e di incontri tematici con le Associazioni di categoria (di seguito: *Focus group*) ed in due fasi di consultazione, corrispondenti alla pubblicazione di due distinti documenti per la consultazione (21 aprile 2010 e 1 luglio 2010).
- 6.3 Ogni fase di consultazione ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni inviate dai soggetti interessati in merito alle proposte dell'Autorità, che sono state tenute in considerazione nell'adozione dei criteri tariffari di cui alla deliberazione ARG/gas 119/10.

Ricognizione preliminare

- 6.4 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 72/09, in coerenza con la metodologia *AIR*, nella prima metà del 2010 la Direzione Tariffe ha attivato una fase ricognitiva attraverso l'attivazione di tavoli tecnici con le imprese di stoccaggio di gas naturale nel mese di marzo 2010 e di *Focus group* nel mese di maggio 2010.
- 6.5 Nell'ambito di tali incontri tematici sono stati presentati gli orientamenti generali dell'Autorità per il terzo periodo di regolazione e sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria del servizio di stoccaggio. Le principali osservazioni evidenziate dalle imprese di stoccaggio e dalle Associazioni di categoria nell'ambito dei *Focus group* sono riportate nel documento di consultazione 1 luglio 2010, ai paragrafi 3.7 e 3.8.
- 6.6 Nell'ambito del medesimo procedimento, in data 9 marzo 2010 è stata inoltre avviata una raccolta dati presso le imprese di stoccaggio, finalizzata ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già disponibili.

Prima fase di consultazione con opzioni alternative per gli aspetti più rilevanti

- 6.7 In data 21 aprile 2010 è stato diffuso il primo documento per la consultazione (DCO 8/10), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 24 maggio 2010. Nell'ambito di tale documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale e, in conformità a quanto previsto dalla metodologia *AIR*, sono state sviluppate delle opzioni alternative di regolazione per gli aspetti più rilevanti.
- 6.8 Nel mese di giugno 2010 è stata pubblicata nel sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni ricevute, in risposta al documento per la consultazione 21 aprile 2010.

Seconda fase di consultazione e orientamenti finali

- 6.9 In data 1 luglio 2010 è stato diffuso il secondo documento per la consultazione (DCO 20/10), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 20 luglio 2010. In tale documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti finali dell'Autorità in merito ai criteri di regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo di regolazione.
- 6.10 Il documento per la consultazione 1 luglio 2010 ha presentato alcune differenze di rilievo rispetto al precedente documento per la consultazione, in considerazione dei risultati del

processo di consultazione e degli esiti dei tavoli tecnici e dei *Focus group* organizzati dall'Autorità. In particolare:

- a) in relazione al meccanismo di incentivi all'accelerazione dell'entrata in esercizio dei nuovi investimenti, l'Autorità ha proposto di mantenere il riconoscimento delle maggiori remunerazioni anche sulle immobilizzazioni in corso, rimandando ad un successivo provvedimento la definizione del meccanismo incentivante al fine di tenere conto delle peculiarità del servizio di stoccaggio³;
- b) in merito al riconoscimento dei costi di ripristino l'Autorità, pur confermando la scelta del riconoscimento di una quota di accantonamento annua tra i ricavi di *capacity*, ha previsto che tale quota venga calcolata dividendo la stima complessiva dei costi di ripristino per la durata massima della concessione, pari a 40 anni, in luogo della vita utile residua del giacimento di stoccaggio;
- c) ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha proposto di non considerare le voci di costo derivanti dalla sottoscrizione di assicurazione sui quantitativi di gas immobilizzati o immessi nei siti di stoccaggio;
- d) ai fini dell'applicazione del meccanismo di *profit sharing* l'Autorità, al fine di tenere conto di eventuali costi operativi ricorrenti legati alla gestione di nuova capacità di stoccaggio messa a regime, ha proposto di determinare il costo operativo riconosciuto (*COR₂₀₀₉*) come prodotto tra il corrispettivo unitario variabile *CVS* relativo all'anno termico 2009-2010 e l'energia movimentata nel medesimo anno termico, anziché attraverso un mero aggiornamento della quota di ricavo riconosciuta per l'anno termico 2006-2007;
- e) con riferimento alla struttura tariffaria, l'Autorità ha proposto di eliminare le riduzioni tariffarie riconosciute per le prestazioni di erogazione del servizio minerario e del bilanciamento operativo, garantendo in tal modo una tariffa indifferenziata in funzione della destinazione d'uso della capacità di stoccaggio;
- f) ai fini della determinazione del corrispettivo unitario variabile *CVS* l'Autorità, in luogo dell'energia movimentata nel corso dell'anno 2009, ha proposto di utilizzare come *driver* tariffario il valore medio dell'energia annuale movimentata nel secondo periodo di regolazione, limitando in tal modo l'impatto di possibili fenomeni contingenti che hanno influenzato l'utilizzo degli stoccaggi nell'anno 2009;
- g) in relazione alla possibilità di introdurre meccanismi di mercato per l'allocazione della capacità di stoccaggio, l'Autorità ha previsto che eventuali modifiche ai criteri di conferimento della capacità di stoccaggio saranno oggetto di un apposito procedimento, nell'ambito del quale verrà anche individuata la quota parte di capacità che sarà offerta su base concorsuale e quella che eventualmente continuerà ad essere offerta su base regolata.

³ A fine di prevedere un meccanismo integrativo alle disposizioni della *RTSG* per l'accelerazione all'entrata in esercizio degli investimenti, è stato avviato uno specifico procedimento con la deliberazione ARG/gas 119/10.

PARTE III

OPZIONI ESAMINATE, VALUTAZIONE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE

7 Introduzione

- 7.1 Nella precedente sezione della presente relazione *AIR* si è dato conto del processo di consultazione attraverso il quale l’Autorità ha presentato e progressivamente affinato le proposte di regolazione. In esito ad ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati ed altresì degli obiettivi del procedimento indicati nel capitolo 5. Al riguardo, si evidenzia che, in conformità con quanto previsto dalla metodologia *AIR*, i soggetti interessati hanno avuto diverse occasioni per intervenire nel procedimento, sia inviando le proprie osservazioni ai documenti di consultazione sia partecipando ai tavoli tecnici o ai *Focus Group*.
- 7.2 L’esame di opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia *AIR*) è stato condotto, esclusivamente con riferimento alle proposte di intervento più rilevanti, in termini prevalentemente qualitativi. In particolare, sono state sviluppate opzioni alternative in merito alle seguenti tematiche:
- a) trattamento dei ricavi in caso di introduzione di procedure concorsuali per l’allocazione di capacità di stoccaggio;
 - b) modalità di riconoscimento dei costi di ripristino;
 - c) criteri per la definizione del coefficiente di recupero di produttività (*X-factor*).
- 7.3 In relazione alle altre proposte di revisione della disciplina tariffaria del servizio di stoccaggio, pur non essendo stata effettuata formalmente l’analisi di opzioni alternative, le diverse fasi di consultazione hanno comunque permesso di affinare progressivamente le proposte iniziali.
- 7.4 Nella presente sezione vengono approfondite le proposte di intervento a cui è stata applicata la metodologia di analisi e valutazione di opzioni alternative, analizzando i contenuti delle diverse opzioni avanzate in consultazione e la valutazione delle principali osservazioni emerse dalle diverse fasi di consultazione. Scopo principale di questa sezione è quello di illustrare il percorso valutativo che ha condotto dall’insieme di opzioni alternative inizialmente considerato all’assunzione della decisione finale.

8 Possibile evoluzione del trattamento dei ricavi in caso di introduzione di procedure concorsuali

- 8.1 Nel documento per la consultazione 21 aprile 2010, l’Autorità ha proposto modalità alternative di trattamento degli ulteriori ricavi derivanti dall’eventuale introduzione di meccanismi di mercato per l’allocazione della capacità di stoccaggio al fine di fare emergere il valore della flessibilità associata al servizio di stoccaggio. Al riguardo, si evidenzia che già nel corso del 2009, con la deliberazione ARG/gas 165/09, l’Autorità ha previsto meccanismi di mercato per l’allocazione di capacità di stoccaggio nell’ambito del servizio bilanciamento utenti del trasporto, ai sensi di quanto previsto dal decreto legge 1 luglio 2009, n. 78.
- 8.2 Come già evidenziato nel corso della consultazione, le eventuali modifiche ai criteri di conferimento della capacità di stoccaggio saranno oggetto di uno specifico procedimento. In

ogni caso, eventuali meccanismi di allocazione della capacità di stoccaggio sulla base di procedure concorsuali potranno riguardare solamente eventuali capacità eccedentarie rispetto alla capacità necessaria a soddisfare le esigenze di modulazione dei clienti civili.

- 8.3 Al fine di garantire criteri di regolazione tariffaria coerenti con l'introduzione di meccanismi di mercato per l'allocazione della capacità di stoccaggio, le proposte di trattamento dei ricavi sono state formulate tenendo in considerazione i seguenti obiettivi specifici:
- a) garantire la continuità regolatoria;
 - b) ridurre il rischio per l'impresa di stoccaggio;
 - c) tutelare i clienti finali di piccole dimensioni con consumo inferiore ai 200.000 Smc/anno;
 - d) fornire incentivi alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, mantenendo ancora in capo al regolatore la possibilità di indirizzare l'investimento verso i progetti ritenuti prioritari per il sistema.
- 8.4 In considerazione della complessità della proposta di revisione tariffaria, l'Autorità nel documento per la consultazione 21 aprile 2010 ha sviluppato differenti ipotesi di modifica del quadro di riferimento articolate in funzione dei seguenti tre aspetti critici (per un'analisi dei diversi aspetti critici si rimanda ai paragrafi da 9.9 a 9.17 del medesimo documento per la consultazione):
- presenza di una base d'asta per l'assegnazione della capacità;
 - mantenimento di un meccanismo di garanzia dei ricavi;
 - mantenimento dell'attuale meccanismo di incentivazione dei nuovi investimenti.
- 8.5 Coerentemente con la metodologia *AIR*, nel documento per la consultazione 21 aprile 2010 sono state sviluppate le seguenti otto ipotesi alternative:
- **Ipotesi A.1:** l'ipotesi A.1 prevede l'applicazione della tariffa come base d'asta, il mantenimento dei meccanismi di garanzia dei ricavi e degli incentivi alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, con la contestuale restituzione degli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali.
 - **Ipotesi A.2:** l'ipotesi A.2 prevede l'applicazione della tariffa come base d'asta, il mantenimento dei meccanismi di garanzia dei ricavi ed il superamento dell'attuale meccanismo di incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio. Tale ipotesi prevede inoltre che le imprese trattengano gli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali.
 - **Ipotesi A.3:** l'ipotesi A.3 prevede l'applicazione della tariffa come base d'asta e il mantenimento degli attuali incentivi alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, con la contestuale restituzione degli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali. Tale ipotesi non prevede alcuna forma di garanzia dei ricavi di riferimento.
 - **Ipotesi A.4:** l'ipotesi A.4 prevede l'applicazione della tariffa come base d'asta ed il superamento dell'attuale meccanismo di incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio. Tale ipotesi prevede inoltre che le imprese trattengano gli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali, senza la previsione di alcuna forma di garanzia dei ricavi.
 - **Ipotesi A.5:** l'ipotesi A.5 prevede il mantenimento dei meccanismi di garanzia dei ricavi e degli incentivi alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, con la contestuale restituzione degli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali. Tale ipotesi non prevede la presenza di una base d'asta nelle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

- **Ipotesi A.6:** l'ipotesi A.6 prevede il mantenimento dei meccanismi di garanzia dei ricavi ed il superamento dell'attuale meccanismo di incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, con la possibilità per le imprese di trattenere gli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali. Tale ipotesi non prevede la presenza di una base d'asta nelle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.
- **Ipotesi A.7:** l'ipotesi A.7 prevede il mantenimento degli attuali incentivi alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, con la contestuale restituzione degli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali. Tale ipotesi non prevede alcuna forma di garanzia dei ricavi di riferimento né la presenza di una base d'asta nelle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.
- **Ipotesi A.8:** l'ipotesi A.8 prevede il superamento dell'attuale meccanismo di incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio. Tale ipotesi prevede inoltre che le imprese trattengano gli ulteriori ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali, senza la previsione di alcuna forma di garanzia dei ricavi, né la presenza di una base d'asta nelle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

- 8.6 In sede di consultazione la maggior parte degli operatori, in un'ottica di stabilità regolatoria, ha ritenuto preferibile l'ipotesi A.1, che prevede l'applicazione della tariffa come base d'asta, il mantenimento dei meccanismi di garanzia dei ricavi e degli incentivi alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, con la contestuale restituzione agli utenti degli ulteriori ricavi (rispetto ai ricavi di riferimento) derivanti dall'assegnazione della capacità di stoccaggio tramite procedure concorsuali.
- 8.7 Le imprese di stoccaggio, tuttavia, hanno evidenziato l'opportunità che almeno una parte degli ulteriori ricavi derivanti dalle procedure concorsuali sia trattenuta dalle imprese di stoccaggio, a titolo di incentivo allo sviluppo delle capacità di stoccaggio richieste dal mercato. Altri operatori hanno invece evidenziato la necessità di abbandonare gradualmente le logiche di garanzia dei ricavi e di incentivazione agli investimenti contestualmente all'incremento della capacità di stoccaggio allocata attraverso procedure concorsuali.
- 8.8 L'Autorità, con la deliberazione ARG/gas 119/10 (rif. paragrafo 12.2), ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri tariffari nel caso di introduzione di meccanismi di allocazione della capacità di stoccaggio secondo criteri di mercato; nell'ambito di tale procedimento, si terrà conto di quanto emerso in consultazione e degli orientamenti finali già formulati nel documento per la consultazione 1 luglio 2010⁴.

9 Trattamento dei costi di ripristino

- 9.1 Nei precedenti periodi di regolazione i costi di ripristino, definiti, ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione n. 50/06, come i costi per lo smantellamento, la dismissione e la chiusura degli impianti di stoccaggio, ivi inclusa la chiusura mineraria dei pozzi, sono stati considerati ai fini della determinazione dei costi operativi.

⁴ Nei paragrafi 7.10 e 7.11 del documento per la consultazione 1 luglio 2010, l'Autorità ha confermato la preferenza per l'ipotesi A.1, ribadendo che la possibilità di trattenere i maggiori ricavi derivanti dalle procedure concorsuali deve ritenersi alternativa ai meccanismi tariffari di incentivazione e che eventuali ulteriori ricavi saranno destinati alla riduzione degli oneri del sistema del gas e dei corrispettivi tariffari.

- 9.2 Tale disciplina presentava rilevanti criticità dovute al fatto che il riconoscimento di tali costi nella componente di ricavo riconducibile ai costi operativi non assicura l'effettiva copertura dei costi di ripristino, in quanto i ricavi relativi alla componente *commodity* dipendono dai quantitativi di gas movimentati dagli utenti del servizio.
- 9.3 Inoltre, i costi di ripristino, che vengono sostenuti al termine dell'operatività di un giacimento per ripristinare le condizioni originarie del sito, sono per loro natura incerti perché frutto di stime in cui si deve tener conto, oltre che dell'insieme delle opere necessarie al ripristino, anche dell'evoluzione dei prezzi delle materie prime, dei costi di appalti e manodopera e di possibili innovazioni tecnologiche.
- 9.4 L'Autorità ha sviluppato le ipotesi alternative per il riconoscimento tariffario dei costi di ripristino tenendo conto dei seguenti obiettivi specifici:
- a) adottare un criterio di riconoscimento dei costi di ripristino che riduca il livello di incertezza per le imprese;
 - b) assicurare la disponibilità dei fondi accantonati al momento del ripristino dei siti;
 - c) garantire la semplicità gestionale (per gli operatori e per il regolatore).
- 9.5 Sulla base di tali obiettivi, coerentemente con la metodologia *AIR*, l'Autorità nel documento per la consultazione 21 aprile 2010 ha individuato le seguenti tre ipotesi alternative di revisione del trattamento tariffario dei costi di ripristino:
- **Ipotesi B.1:** prevede il riconoscimento dei costi di ripristino nei costi operativi dell'impresa (come già avvenuto durante i precedenti periodi di regolazione dello stoccaggio), prevedendo che tali costi siano valorizzati secondo il rapporto tra il valore del costo stimato e la vita utile residua del giacimento di stoccaggio.
 - **Ipotesi B.2:** prevede il riconoscimento di una quota di accantonamento annua, determinata in misura pari al rapporto tra il valore del costo stimato e la vita utile residua del giacimento di stoccaggio.
 - **Ipotesi B.3:** prevede l'introduzione di una specifica componente tariffaria destinata alla copertura dei costi di ripristino che alimenti un apposito fondo presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa).
- 9.6 La maggior parte degli operatori ha ritenuto preferibile l'ipotesi B.2, in quanto più coerente con la natura dei costi di ripristino. Un operatore ha tuttavia espresso la propria preferenza per l'ipotesi B.1, che prevede il mantenimento della copertura dei costi di ripristino attraverso l'applicazione di una componente *commodity*; al riguardo si ribadisce che tale ipotesi espone il gettito per la copertura dei costi di ripristino alla volatilità relativa all'andamento delle movimentazioni da parte degli utenti del servizio e, di conseguenza, non garantisce la certezza della copertura di tali costi.
- 9.7 L'Autorità, in esito alla valutazione delle diverse osservazioni pervenute nel corso della consultazione, ha adottato l'ipotesi B.2, prevedendo tuttavia che la quota annua di accantonamento sia determinata dividendo la stima complessiva dei costi di ripristino, anziché per la vita utile residua del giacimento, per la durata massima della concessione, pari a 40 anni. Ciò garantisce che il costo di ripristino sia ripartito tra gli utenti del servizio durante l'intera vita utile dell'infrastruttura. Tuttavia, al fine di garantire alle imprese di stoccaggio la disponibilità delle risorse necessarie al ripristino dei siti, con la deliberazione ARG/gas 119/10 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione delle modalità di trattamento di eventuali scostamenti tra i costi di ripristino effettivi e le quote di ricavo annualmente riconosciute per la copertura di tali costi.
- 9.8 Ai fini della determinazione della quota di ricavo relativa ai costi di ripristino, l'Autorità ha inoltre previsto che:

- l'impresa di stoccaggio determini, all'inizio del periodo regolatorio, l'ammontare dei costi di ripristino sulla base di una stima peritale effettuata da un soggetto terzo, supportata da un confronto con realtà similari;
- le quote di ricavo già riconosciute dal sistema tariffario per la copertura dei costi di ripristino, poiché costituiscono una fonte di finanziamento a titolo non oneroso riconosciuta dal sistema tariffario alle imprese di stoccaggio, siano considerate come posta rettificativa ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto.

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

- 10.1 La definizione di un obiettivo di recupero di produttività permette di incentivare le imprese al raggiungimento di costi efficienti, stimolandole ad attivare azioni di efficientamento che portino a riduzioni dei costi anche superiori a quelle prefissate dall'Autorità e, contestualmente, di trasferire una quota parte dei recuperi di efficienza agli utenti del servizio.
- 10.2 Nei precedenti periodi di regolazione, l'Autorità ha fissato un obiettivo di recupero di produttività unico per tutte le imprese di stoccaggio, assumendo come riferimento per la determinazione di tale obiettivo quello di un operatore efficiente.
- 10.3 Tuttavia, il settore dello stoccaggio risulta caratterizzato dalla presenza di due imprese che presentano caratteristiche specifiche (dimensionali e funzionali) differenti e, con l'eventuale entrata di nuovi operatori nel settore, le differenze tra imprese tenderanno presumibilmente ad accentuarsi.
- 10.4 Sulla base di tali considerazioni, l'Autorità ha proposto di modificare il criterio di definizione del coefficiente di recupero di produttività, perseguendo i seguenti obiettivi specifici:
- a) favorire l'incremento dell'efficienza delle imprese;
 - b) assicurare la coerenza tra il coefficiente di recupero di produttività e i differenti margini di efficientamento delle imprese;
 - c) garantire la semplicità applicativa;
 - d) proporre un *X-factor* oggettivamente sostenibile.
- 10.5 Coerentemente con la metodologia *AIR*, l'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative:
- **Ipotesi C.1:** prevede il mantenimento del criterio di determinazione di un recupero di produttività unico per tutte le imprese che operano nel settore dello stoccaggio del gas.
 - **Ipotesi C.2:** prevede l'applicazione di un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa, applicando a ciascuna di esse il medesimo criterio (dimensionando il coefficiente di recupero di produttività in modo da assorbire il *profit sharing* in uno specifico periodo temporale);
 - **Ipotesi C.3:** prevede l'applicazione di un coefficiente di recupero di produttività differenziato per impresa come nell'ipotesi C.2, definito sulla base del grado di efficienza relativa degli operatori.
- 10.6 L'Autorità, considerata la generale condivisione da parte degli operatori, ha adottato l'ipotesi C.2, individuata come opzione preferibile già nel documento per la consultazione 21 aprile 2010, in continuità con il criterio adottato per il servizio di trasporto del gas. Tale ipotesi infatti, oltre a garantire un elevato livello di semplicità applicativa rispetto all'ipotesi C.3, risulta particolarmente efficace sotto i profili dell'incentivazione di comportamenti efficienti da parte delle imprese.

- 10.7 In particolare, il coefficiente di recupero di produttività per il terzo periodo di regolazione è stato determinato in modo da trasferire agli utenti del servizio, in uno arco temporale di otto anni, gli incrementi di produttività (ulteriori rispetto a quelli fissati dall'autorità) realizzati dall'impresa di stoccaggio nel corso del secondo periodo di regolazione. Invece, nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno solare 2009 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2009-2010, l'Autorità ha previsto l'applicazione di un *X-factor* pari a zero.

PARTE IV

PROVVEDIMENTO FINALE

11 Introduzione

11.1 Questa sezione illustra in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, i criteri tariffari del servizio di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo di regolazione⁵ e le motivazioni alla base delle scelte di regolazione tariffaria adottate.

12 Criteri generali adottati

12.1 In termini generali, alla luce degli esiti della fase di consultazione relativa al procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 72/09 e di altri procedimenti di consultazione finalizzati alla definizione dei nuovi sistemi tariffari in vigore per altri servizi regolati del sistema del gas⁶, e tenuto conto delle criticità riscontrate nel secondo periodo di regolazione tariffaria, ai fini della determinazione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto in particolare di:

- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,7 per cento;
- adottare l'anno solare come riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di stoccaggio, in coerenza con i criteri tariffari degli altri servizi regolati, allineando di conseguenza le tempistiche di riconoscimento tariffario dei nuovi investimenti a quelle in vigore per gli altri servizi regolati;
- confermare la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti applicata nel secondo periodo di regolazione, prevedendo l'introduzione, nel corso del terzo periodo di regolazione, di incentivi per l'accelerazione dei nuovi investimenti;
- confermare l'adozione di una tariffa unica nazionale, accompagnata da un meccanismo di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi spettanti ad ogni impresa;
- confermare una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di stoccaggio;
- confermare la previsione di un fattore correttivo che assicuri all'impresa la quota dei ricavi di *capacity*;
- introdurre un'apposita quota di ricavo per la copertura dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio, prevedendo al contempo che le quote di ricavo riconosciute dal sistema tariffario per la copertura dei costi di ripristino siano considerate come poste rettificative ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto;
- confermare il meccanismo di riconoscimento dei costi per i consumi tecnici relativi alle fasi di iniezione ed erogazione in vigore nel secondo periodo di regolazione;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese di stoccaggio, nel primo anno del nuovo periodo

⁵ Adottati con deliberazione dell'Autorità ARG/gas 119/10.

⁶ Si faccia in particolare riferimento al processo di consultazione avvenuto nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 28 aprile 2008, ARG/gas 50/08.

regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 50/06;

- prevedere l'applicazione di coefficienti di recupero di produttività (*X-factor*) differenziati per ciascuna impresa di stoccaggio, dimensionati in modo da tener conto dell'incremento delle efficienze registrate da ciascuna impresa nel corso del secondo periodo di regolazione o fissato pari a zero nel caso in cui le imprese presentino nell'anno di riferimento costi effettivi superiori ai costi riconosciuti;
- incrementare a 50 anni la vita utile del cespite metanodotti ed introdurre la categoria di cespiti sistemi informativi, al fine di riflettere maggiormente l'effettiva durata tecnica delle infrastrutture, in coerenza con i provvedimenti relativi ad altri servizi regolati del settore gas;
- prevedere che i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati siano considerati come poste rettificative ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto, in analogia con quanto previsto per gli altri servizi regolati del settore gas; e che pertanto, a partire dall'anno 2001, tali contributi non siano soggetti a degrado in quanto i criteri tariffari adottati dall'Autorità per il servizio di stoccaggio non ne prevedevano la detrazione dalle quote di ammortamento riconosciute;
- aggiornare la quota parte dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto mediante l'applicazione della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- aggiornare la quota parte dei ricavi riconducibili agli ammortamenti in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto;
- determinare il capitale circolante netto in modo parametrico in funzione del valore lordo delle immobilizzazioni;
- prevedere che nella determinazione della tariffa confluiscono tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di stoccaggio offerto dall'impresa come definito ai sensi della deliberazione n. 119/05, e che le condizioni economiche di eventuali ulteriori servizi siano approvate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza;
- enucleare i costi di capitale (remunerazione del capitale investito e quota di ammortamento) afferenti il servizio di misura del gas immesso e prelevato dalla rete di trasporto, prevedendo per l'anno 2011 l'introduzione di un corrispettivo di misura transitorio applicato alle capacità di stoccaggio di *working gas*; l'Autorità ha inoltre previsto di enucleare i costi operativi afferenti il servizio di misura erogato dalle imprese di stoccaggio a partire dall'anno 2012, con riferimento ai prospetti trasmessi ai sensi del *TIU*.

12.2 Con la deliberazione ARG/gas 119/10, contestualmente alla determinazione dei criteri tariffari per il periodo di regolazione 2011-2014, l'Autorità ha avviato procedimenti in materia di:

- definizione di un meccanismo integrativo alle disposizioni della *RTSG* per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti⁷;
- monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti il servizio di stoccaggio del gas naturale;

⁷ Tale disciplina sarà adottata sulla base di criteri generali analoghi a quelli introdotti per il servizio di trasmissione elettrica con la deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, implementati con deliberazione 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10.

- definizione delle modalità applicative per l'eventuale distribuzione, alla generalità degli utenti, dei contributi compensativi erogati dalle imprese di stoccaggio agli enti locali;
- definizione delle modalità di trattamento di eventuali scostamenti tra i costi di ripristino effettivi e le quote di ricavo riconosciute per la copertura dei costi di ripristino;
- trattamento dei maggiori ricavi rispetto ai ricavi di riferimento nel caso di introduzione di procedure concorsuali per l'offerta di capacità di stoccaggio.

13 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe di stoccaggio

- 13.1 L'Autorità, analogamente ai criteri di regolazione tariffaria in vigore per gli altri servizi regolati, ha ritenuto opportuno utilizzare l'anno solare come riferimento per l'applicazione delle tariffe, in modo da permettere l'allineamento tra i dati economici e patrimoniali desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti e le grandezze economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi di stoccaggio.
- 13.2 L'Autorità ha infatti ritenuto che il disallineamento tra il conferimento di capacità, effettuato con riferimento all'anno termico dello stoccaggio, e l'aggiornamento della tariffa di stoccaggio su base annuale non comportasse particolari criticità. L'allocatione della capacità di stoccaggio riservata ai fini della modulazione dei clienti civili avviene infatti sulla base delle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 e non del valore del corrispondente corrispettivo. Inoltre, ai fini della contrattualizzazione dei clienti finali, le tariffe per i servizi di rete, tra cui la tariffa di stoccaggio, costituiscono per gli utenti un onere passante⁸.
- 13.3 Al fine di gestire il processo di transizione dall'anno termico all'anno solare, l'Autorità⁹ ha ritenuto opportuno prorogare, per il periodo 1 aprile 2010-31 dicembre 2010, le tariffe in vigore per l'anno termico 2009-2010, prevedendo contestualmente l'estensione dei criteri per la garanzia dei ricavi di riferimento, nonché del regime di perequazione dei ricavi in vigore nel secondo periodo di regolazione¹⁰.
- 13.4 Infine, si evidenzia che l'Autorità, anche in considerazione delle osservazioni pervenute durante la consultazione, ha anticipato l'approvazione delle tariffe di stoccaggio relative all'anno t entro la fine del mese di luglio dell'anno $t-1$, al fine di garantire che la tariffa di stoccaggio sia nota con sufficiente anticipo rispetto al periodo di presentazione delle offerte commerciali ai clienti finali.

14 Determinazione dei ricavi di riferimento riconosciuti per il servizio di stoccaggio del gas naturale

- 14.1 La determinazione del vincolo sui ricavi rappresenta il riferimento nel rispetto del quale le imprese che svolgono l'attività di stoccaggio fissano le tariffe massime. Tale vincolo deve

⁸ Si consideri al riguardo che altri corrispettivi passanti sono attualmente aggiornati su base trimestrale.

⁹ Con la deliberazione 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10.

¹⁰ Al fine di limitare l'esposizione finanziaria delle imprese di stoccaggio, l'Autorità ha previsto che la regolazione delle partite di perequazione relative all'anno termico 2009-2010 si concludesse entro il 31 ottobre 2010, ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione n. 50/06; e che la regolazione delle partite di perequazione relative al periodo transitorio aprile-dicembre 2010 seguisse le tempistiche previste dalla nuova procedura di cui all'articolo 9 della RTSG, entro il 31 luglio 2011.

garantire la copertura dei costi operativi e di capitale, intesi come ammortamento e congrua remunerazione del capitale investito netto.

- 14.2 Ai fini della formulazione delle proposte tariffarie per il primo anno del nuovo periodo di regolazione (anno 2011), in coerenza con l'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione, l'Autorità ha previsto che ciascuna impresa di stoccaggio che svolge l'attività di stoccaggio in giacimenti attivi, calcoli i ricavi di riferimento sommando le seguenti voci:
- a) remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori (di seguito anche richiamato come *CIR*);
 - b) maggiore remunerazione del capitale investito netto per gli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione, determinata sulla base dei criteri disposti dalla deliberazione n. 50/06;
 - c) ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di stoccaggio;
 - d) quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino,
 - e) costi operativi riconosciuti.

La determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

- 14.3 In sede di determinazione del valore del *CIR* per il terzo periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) immobilizzazioni in corso;
 - c) capitale circolante netto;
 - d) poste rettificative (trattamento di fine rapporto, contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari, fondo relativo ai costi di ripristino).
- 14.4 Ai fini della determinazione del *CIR*, l'Autorità ha confermato il principio di considerare le immobilizzazioni relative ai giacimenti attivi, definiti come giacimenti in esercizio alla data di presentazione della proposta tariffaria o, qualora non ancora in esercizio, giacimenti per i quali sia stata rilasciata la concessione da parte del Ministero dello sviluppo economico e sia operativo ovvero non sospeso il programma lavori per la loro messa in esercizio, come approvato dal Ministero dello sviluppo economico ai sensi del decreto 26 agosto 2005.
- 14.5 L'Autorità ha confermato il metodo del costo storico rivalutato ai fini della valutazione delle immobilizzazioni nette. 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.
- 14.6 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione è determinato, sulla base delle disposizioni di cui ai commi da 3.3 a 3.7 della *RTSG*, mediante l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato al capitale riconosciuto presente in bilancio al 31 dicembre 2009, tenendo conto:
- a) delle dismissioni operate dall'impresa nel medesimo periodo;
 - b) del fondo di ammortamento relativo a ciascuna categoria di cespiti;
 - c) dei cespiti che hanno completato la loro vita utile.
- 14.7 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo per l'anno 2011 è stato utilizzato il deflatore degli investimenti fissi lordi pubblicato dall'Istat in quanto consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di stoccaggio. In analogia con quanto previsto dalla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica e del trasporto del gas naturale, il deflatore utilizzato è riferito all'anno solare precedente a quello di presentazione della proposta tariffaria: per il calcolo dei ricavi relativi

all'anno 2011, è stato pertanto utilizzato un deflatore che abbia un valore base pari a 1 nell'anno 2009.

- 14.8 Inoltre, al fine di consentire una rivalutazione monetaria coerente con il periodo di riferimento per la determinazione dei costi operativi, l'attivo immobilizzato netto è stato ulteriormente rivalutato, applicando un tasso pari alla variazione della media dei valori a consuntivo assunti dal deflatore degli investimenti fissi lordi negli ultimi quattro trimestri disponibili rispetto alla media dei valori assunti dal suddetto indice nei quattro trimestri precedenti, che è risultato pari allo 0%.
- 14.9 In merito alla valutazione del capitale circolante netto, in analogia a quanto disposto per il settore della rigassificazione, del trasporto e della distribuzione del gas naturale, è stato adottato un metodo parametrico, che tiene conto del valore lordo delle immobilizzazioni, anziché del valore netto, in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto; in particolare, il valore del capitale circolante netto è stato fissato in misura pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo, dedotte le poste rettificative.
- 14.10 Ai fini delle valutazioni tariffarie, i contributi a fondo perduto per lo sviluppo delle infrastrutture finalizzate all'attività di stoccaggio erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati, opportunamente rivalutati applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi, sono stati trattati come una posta rettificativa dell'attivo immobilizzato netto, in analogia con quanto definito nel settore del trasporto e della distribuzione del gas. Tali contributi sono soggetti a degrado fino all'anno 2001, in considerazione del fatto che, a decorrere da tale anno, i criteri tariffari adottati dall'Autorità per il servizio di stoccaggio non ne hanno previsto la detrazione dalle quote di ammortamento riconosciute.
- 14.11 Al fine di tenere conto di eventuali modifiche delle vite utile regolatorie dei cespiti applicate in ciascun periodo di regolazione, la ricostruzione del fondo di ammortamento è avvenuta considerando sia la vita utile dei cespiti in vigore nei precedenti periodi di regolazione fino all'anno 2009, sia le nuove vite utili dei cespiti a partire dall'anno 2010.
- 14.12 Infine, nel caso di imprese di stoccaggio che svolgono il servizio di stoccaggio mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa, l'Autorità ha confermato la previsione che ai fini del calcolo del *CIR* concorrano anche i cespiti utilizzati per lo svolgimento del servizio di stoccaggio presenti nei libri contabili di soggetti diversi dall'impresa stessa.

Tabella 1 – Deflatore degli investimenti fissi lordi

Anno	Deflatore investimenti fissi lordi	Anno	Deflatore investimenti fissi lordi
1948	33,1552	1979	5,0875
1949	33,3743	1980	4,1062
1950	32,7818	1981	3,3590
1951	30,7578	1982	2,9187
1952	30,5046	1983	2,6160
1953	31,0793	1984	2,3963
1954	31,5834	1985	2,1977
1955	31,5682	1986	2,1167
1956	30,6672	1987	2,0280
1957	29,8144	1988	1,9210
1958	30,5021	1989	1,8225

1959	30,7173	1990	1,7092
1960	29,4842	1991	1,6148
1961	28,4560	1992	1,5530
1962	27,2967	1993	1,4960
1963	25,2492	1994	1,4466
1964	24,1919	1995	1,3906
1965	24,1156	1996	1,3514
1966	23,4667	1997	1,3160
1967	22,6954	1998	1,2917
1968	22,1847	1999	1,2769
1969	20,9486	2000	1,2406
1970	18,4365	2001	1,2151
1971	17,5076	2002	1,1809
1972	16,9501	2003	1,1627
1973	14,1433	2004	1,1319
1974	10,9131	2005	1,0991
1975	9,3089	2006	1,0701
1976	7,7801	2007	1,0399
1977	6,6261	2008	1,0076
1978	5,8513	2009	1,0000

Riconoscimento degli oneri finanziari

- 14.13 L'Autorità ha previsto che, a partire dal primo anno del nuovo periodo di regolazione, anche in una logica di convergenza tra i settori elettricità e gas, non siano riconosciuti eventuali interessi finanziari capitalizzati maturati successivamente al primo anno di applicazione della tariffa di stoccaggio, per i quali è già prevista una copertura implicita nel tasso di remunerazione del capitale di debito che concorre a determinare il WACC.
- 14.14 Si evidenzia infatti che, se dal punto di vista del bilancio aziendale la capitalizzazione degli oneri finanziari consente di attribuire con maggior precisione i costi connessi alla realizzazione di un determinato cespite, in modo da migliorare la rappresentazione contabile dell'impresa, da un punto di vista regolatorio tale pratica porterebbe al doppio riconoscimento del costo di finanziamento che trova già una implicita copertura nel tasso di remunerazione del CIR.

Riconoscimento del costo sostenuto per cushion gas

- 14.15 Ai fini del calcolo del valore del CIR concorrono i quantitativi di gas relativi al cosiddetto *cushion gas*, vale a dire del gas estraibile di proprietà dell'impresa di stoccaggio che deve restare immobilizzato nel sito al fine di garantire l'utilizzo dei servizi di stoccaggio.
- 14.16 Ai fini della determinazione del CIR per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, il *cushion gas* endogeno è stato valorizzato sulla base del criterio del costo storico rivalutato, in continuità con quanto già applicato nel secondo periodo di regolazione. Tuttavia, nel caso in cui nel primo periodo di regolazione sia stato riconosciuto ai fini tariffari un valore calcolato con metodologie difformi dal costo storico rivalutato, l'Autorità ha confermato detto valore, opportunamente rivalutato applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi, confermando il principio che, ai fini della valorizzazione del gas endogeno, si applica il criterio tariffario vigente nell'anno di iscrizione a bilancio.

- 14.17 Ai fini della valorizzazione dei quantitativi di gas naturale esogeno impiegati per la formazione del *cushion gas* acquistati nel corso del secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato i criteri di al comma 4.7 della deliberazione n. 50/06. Pertanto tali quantitativi di gas sono stati valorizzati sulla base del valore di acquisizione, nel caso in cui l'acquisto avvenga tramite una procedura concorsuale o, in alternativa, attraverso il valore medio della componente QE^{11} dell'anno di iscrizione nel bilancio d'esercizio, comprensivo di tutti i costi di trasporto fino all'*hub* stoccaggio.
- 14.18 Il *cushion gas* non è soggetto ad ammortamento ai fini tariffari in quanto può essere interamente recuperato al termine della concessione. Le imprese di stoccaggio hanno evidenziato che la possibilità di vendere il gas immobilizzato al termine dell'esercizio dell'attività di stoccaggio causa un'esposizione al rischio legato al prezzo della *commodity*, di cui si dovrebbe tener conto nelle tariffe. Al riguardo si evidenzia che l'Autorità ritiene che tale rischio rientri nel rischio sistematico dell'attività di stoccaggio di cui si tiene conto ai fini del calcolo della remunerazione del *CIR* ed in particolare nella determinazione del parametro β .

Deduzione del fondo relativo ai costi di ripristino

- 14.19 L'Autorità per il terzo periodo di regolazione ha previsto una nuova modalità di riconoscimento degli oneri legati al ripristino dei siti di stoccaggio (rif. capitolo 9), ed ha contestualmente previsto che l'ammontare del fondo relativo ai costi di ripristino già riconosciuto dal sistema tariffario (con l'esclusione quindi della quota parte del fondo accantonata volontariamente dall'impresa senza una corrispondente copertura in tariffa) venga portato in deduzione del *CIR*.
- 14.20 L'Autorità ritiene infatti che, nella misura in cui le risorse relative al ripristino dei siti sono riconosciute dal sistema tariffario, esse costituiscano una fonte di finanziamento a titolo non oneroso attraverso cui l'impresa può finanziare le proprie attività.

Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 14.21 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto (*CIR*) è stato fissato in modo da assicurare alle imprese di stoccaggio le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e di debito, della propria attività.
- 14.22 Il tasso di rendimento del *CIR* è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata per il secondo periodo di regolazione ed in coerenza con quanto adottato per gli altri servizi regolati, che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali:

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

dove:

- Ke è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;

¹¹ Riferimento all'articolo 6 dell'Allegato A della deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (Testo Integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane).

- 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.

14.23 I parametri rilevanti per la fissazione del tasso di rendimento del *CIR* sono in parte indipendenti dall'attività oggetto di remunerazione e in parte strettamente collegati alle caratteristiche dell'attività di stoccaggio.

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

14.24 L'Autorità ha ritenuto opportuno incrementare il valore del parametro D/E , rispetto a quanto previsto per il secondo periodo di regolazione, al fine di riflettere il progressivo incremento dell'incidenza del capitale di debito che ha caratterizzato le imprese che operano nei settori regolati in ambito nazionale e internazionale e trasferire in tal modo ai clienti finali i vantaggi connessi al minor costo del debito.

14.25 Il valore del parametro, fissato pari a 0,8, è stato tuttavia determinato ad un livello inferiore al valore desumibile dai bilanci delle imprese di stoccaggio, al fine di fornire segnali favorevoli per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, fondamentale per la realizzazione della concorrenza nel settore.

14.26 L'Autorità ha infine avviato un procedimento per monitorare l'andamento del livello di indebitamento degli operatori al fine di disincentivare comportamenti speculativi che possano metter a rischio la stabilità finanziaria degli stessi, riservandosi di intervenire, anche attraverso la definizione di meccanismi di rideterminazione del *WACC*, nei casi in cui l'assetto finanziario presenti particolari criticità.

Rendimento del capitale di rischio (Ke)

14.27 L'Autorità ha determinato il rendimento atteso del capitale di rischio applicando il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. In base a tale modello, già utilizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico e del gas, il rendimento atteso dell'investimento in un'attività è linearmente correlato ad un coefficiente β che sintetizza la rischiosità sistematica dell'attività oggetto di valutazione, secondo la seguente formula:

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

14.28 Pertanto, il rendimento atteso di un generico investimento nel mercato azionario (Ke) è determinato dal concorrere di tre principali fattori:

- r_f (*Risk Free Return*) è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
- ERP (*Equity Risk Premium*) è il premio per il rischio di mercato;
- β è il valore che riflette il rischio sistematico (non diversificabile) dell'attività in esame e quindi la variabilità dei rendimenti azionari dell'impresa rispetto alla variabilità dei rendimenti del mercato azionario.

Rendimento delle attività prive di rischio (r_f)

14.29 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio r_f da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto, si è confermato l'utilizzo della media degli ultimi 12 mesi disponibili (luglio

2009 – giugno 2010) dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Il tasso delle attività prive di rischio è stato pertanto fissato pari al 4,08%.

Premio per il rischio di mercato (ERP)

- 14.30 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”.
- 14.31 La definizione di tale rendimento richiede l'esplicitazione di attese riguardo al rendimento stesso del “portafoglio di mercato”: il premio al rischio è dunque una richiesta *ex ante* dell'investitore, che risulta dalla differenza tra il rendimento atteso di mercato ed il rendimento atteso del titolo privo di rischio.
- 14.32 In un'ottica di continuità con le scelte di regolazione tariffaria operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas¹² ed in assenza di elementi tali da giustificare una variazione del valore precedentemente assunto, l'Autorità ha confermato il valore applicato per gli altri servizi regolati, pari al 4%.

Rischio sistematico (β)

- 14.33 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 sarà 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.
- 14.34 Ai fini della definizione del parametro β , considerato che attualmente, sia in Europa che negli Stati Uniti, non si rilevano società quotate in borsa che svolgono l'attività di stoccaggio del gas come attività caratteristica esclusiva, l'Autorità ha ritenuto preferibile adottare un approccio di tipo qualitativo.
- 14.35 L'attività di stoccaggio, pur presentando un livello di rischiosità inferiore a quello medio di mercato, è comunque caratterizzata da un profilo di rischio superiore a quello delle altre attività regolate, dovuto al fatto che le infrastrutture di stoccaggio sono soggette al rischio minerario e, non costituendo delle *essential facilities*, sono potenzialmente esposte a rischi di mercato (anche correlati all'eventuale introduzione di procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità).
- 14.36 L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno fissare il parametro β pari a 0,8, un livello lievemente superiore a quello previsto per altri servizi regolati, ma non superiore a quello indicato nel decreto ministeriale 3 novembre 2005 per l'attività di coltivazione (pari a 0,8).
- 14.37 Tale valore, oltre a tener conto del rischio minerario tipico dello svolgimento dell'attività di stoccaggio, considera anche il rischio connesso alla volatilità del prezzo del gas di proprietà dell'impresa immobilizzato nei giacimenti di stoccaggio.

Costo del debito (K_d)

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

¹² Si faccia in particolar modo riferimento alle considerazioni riportate nelle consultazioni relative ai criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 50/08.

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

$$Kd = r_f + DRP$$

dove:

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

14.39 Pur riconoscendo che le società attive in un settore regolato sono esposte ad un più basso livello di rischio e pertanto riescono ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti, l'Autorità, alla luce delle mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate nell'ultimo triennio, ha ritenuto opportuno aumentare, rispetto al precedente periodo regolatorio, lo *spread* riconosciuto sul costo del debito rispetto alle attività prive di rischio, passando da 41 a 45 punti base.

14.40 Il livello di tale parametro, sulla base delle informazioni ottenute tramite la raccolta dati inviata alle imprese di stoccaggio e delle osservazioni ricevute nel corso del processo di consultazione, risulta peraltro coerente con il costo medio di indebitamento sostenuto dalle imprese di stoccaggio; inoltre, sulla base delle suddette informazioni, non si evidenziano elementi che possano giustificare un sostanziale incremento del costo medio del debito nel corso del prossimo periodo di regolazione.

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

14.41 L'Autorità ha fissato l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d'esercizio (T), pari al 34%, tenendo conto dell'aliquota di incidenza delle imposte di competenza, risultante dalle informazioni desumibili dal bilancio delle imprese di stoccaggio, ed in analogia con il valore utilizzato ai fini del calcolo del tasso di remunerazione del *CIR* relativo al servizio di trasporto per il terzo periodo di regolazione.

14.42 Alcuni operatori hanno proposto di definire l'aliquota di incidenza delle imposte tenendo conto del carico fiscale effettivamente sostenuto da ciascuna impresa (*cash tax rate*) che, risultando influenzato dall'ineducibilità di alcuni costi, risulta più elevato dell'aliquota teorica. L'Autorità non ha ritenuto condivisibile tale approccio in quanto può 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.

14.43 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (tc), l'Autorità ha adottato un'aliquota del 27,5% pari all'*Ires*, in analogia con quanto adottato per gli altri servizi regolati del settore del gas.

Tasso d'inflazione (rpi)

14.44 L'Autorità ha definito il livello del tasso di inflazione per il terzo periodo di regolazione pari al 1,5%, sulla base delle indicazioni di natura programmatica contenute nella Relazione Unificata sull'Economia e la Finanza Pubblica per il 2010, presentata dal Ministro dell'Economia e delle Finanze in data 6 maggio 2010¹³, nonché delle stime di breve-medio periodo pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali, anche

¹³ Ai sensi della legge 31 dicembre 2009, n. 196, il Documento di Programmazione Economico-Finanziaria (DPEF) è stato sostituito dalla Decisione di Finanza Pubblica (DFP) che rappresenta uno strumento di programmazione, almeno triennale, che viene pubblicato alla fine del mese di settembre di ogni anno.

al fine di riflettere l'impatto dell'attuale congiuntura economica sull'andamento del tasso di inflazione.

Determinazione del WACC per il terzo periodo di regolazione

14.45 Sulla base dei parametri precedentemente indicati si arriva all'individuazione di un valore del WACC reale *pre tax* per il servizio di stoccaggio del gas naturale pari al 6,7%, come riassunto nella seguente tabella:

Tabella 2 – Parametri determinazione WACC

Parametro	Descrizione	Valori
D/E	Rapporto <i>Debt/Equity</i>	0,80
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,08%
DRP	<i>Debt Risk Premium</i>	0,45%
K_d	Rendimento capitale di debito	4,53%
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico dell'attività	0,80
MRP	Premio di rischio per il mercato	4,00%
T	Aliquota fiscale	34,00%
t_c	Scudo fiscale	27,50%
R_{pi}	Inflazione tendenziale media	1,50%
WACC	Costo medio ponderato del capitale	6,7%

Quota di ammortamento

14.46 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente in tariffa, ciascuna impresa di stoccaggio procede a:

- a) determinare gli ammortamenti annui dividendo l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti, al netto degli incrementi patrimoniali relativi ai terreni, alle immobilizzazioni in corso e al gas naturale di proprietà dell'impresa, presenti nel bilancio al 31 dicembre 2009, per la relativa durata convenzionale;
- b) sommare gli ammortamenti annui, relativi alle diverse categorie di cespiti;
- c) aggiornare i valori così determinati applicando la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi determinata in coerenza con quanto previsto al paragrafo 14.8.

14.47 L'Autorità ha confermato le durate convenzionali dei cespiti già utilizzate nel secondo periodo di regolazione ma, al fine di riflettere l'effettiva durata tecnica di tale categoria di cespiti, ha incrementato a 50 anni (rispetto ai 40 previsti nel secondo periodo di regolazione) la vita utile del cespite condotte ed ha introdotto una nuova categoria di cespiti per i sistemi informativi, per la quale è stata adottata una vita utile pari a 5 anni.

14.48 Nel corso della consultazione alcuni operatori hanno osservato che la vita utile dei cespiti non dovrebbe essere superiore alla durata massima della concessione (inclusiva delle due possibili proroghe e quindi pari a 40 anni) in quanto, in caso di mancato proseguimento dell'attività di stoccaggio, non sarebbe possibile recuperare una parte del capitale investito. Al riguardo l'Autorità, anche in coerenza con i criteri tariffari in vigore per altri servizi regolati, ritiene che la vita utile regolatoria dei cespiti debba riflettere l'effettiva vita tecnica delle infrastrutture.

Tabella 3 – Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture

Categoria di cespiti	Durata in anni
Fabbricati	40

Pozzi	60
Condotte	50
Centrali di compressione	20
Centrali di trattamento	25
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali	10
<i>Cushion gas</i>	-
Immobilizzazioni in corso	-
Terreni	-

Costi di ripristino

- 14.49 Ai sensi di quanto descritto nel capitolo 9, l’Autorità per il terzo periodo di regolazione ha previsto il riconoscimento di una specifica quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino, che concorre alla formazione dei ricavi di *capacity*.
- 14.50 Tale quota di ricavo è determinata, per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, come rapporto tra:
- l’ammontare complessivo dei costi di ripristino relativi a tutti i giacimenti attivi eserciti dall’impresa, valutati attraverso una stima peritale eseguita da un soggetto terzo e supportata da un confronto con realtà similari; a tale ammontare sono sottratte le eventuali somme versate per il ripristino dal titolare della concessione di coltivazione ai sensi dell’articolo 2, comma 2, lettera b) del decreto 3 novembre 2005, rivalutate applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi;
 - la vita massima della concessione, inclusiva delle possibili proroghe, pari a 40 anni.
- 14.51 In deroga al principio di cui al precedente paragrafo, considerate le scarse tempistiche per la predisposizione di una stima peritale, è stata lasciata alle imprese di stoccaggio la possibilità, esclusivamente per il primo anno di applicazione della nuova disciplina, di determinare la quota annua a copertura dei costi di ripristino a partire dalle perizie interne alle società, senza ricorrere a stime peritali eseguite da soggetti terzi.

Costi operativi

- 14.52 L’Autorità, per la determinazione delle tariffe di stoccaggio per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, in continuità con il precedente periodo, ha fatto riferimento ai costi risultanti dal bilancio di esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, vale a dire l’anno 2009.
- 14.53 I costi operativi comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente sostenute nell’esercizio 2009 ed attribuite al servizio di stoccaggio, come risultanti dai bilanci d’esercizio sottoposti a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate.
- 14.54 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, non sono stati inclusi, neppure attraverso l’attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le seguenti voci di costo:
- i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di stoccaggio di proprietà di altre imprese;
 - gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi derivanti da contenziosi;
 - gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
 - gli oneri straordinari;

- e) gli oneri per le assicurazioni del gas immesso nel sito di stoccaggio¹⁴;
- f) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia soccombente;
- g) gli oneri relativi ai consumi tecnici necessari per l'espletamento delle fasi di iniezione e di erogazione;
- h) i costi di ripristino.

14.55 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del terzo periodo di regolazione, in coerenza con quanto previsto dal comma 10.13 della deliberazione n. 50/06, l'Autorità ha previsto l'applicazione del criterio del *profit sharing*, ripartendo simmetricamente tra utenti ed imprese le maggiori efficienze realizzate dalle imprese rispetto agli obiettivi di efficientamento previsti per il secondo periodo di regolazione.

14.56 Tuttavia, sulla base delle informazioni disponibili, l'Autorità, già nel documento per la consultazione 21 aprile 2010, ha evidenziato che sarebbe stato possibile applicare il meccanismo del *profit sharing* soltanto nel caso in cui i costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di stoccaggio nell'esercizio 2009 fossero risultati inferiori ai costi operativi riconosciuti alle imprese di stoccaggio nell'anno termico 2009-2010.

14.57 Pertanto, l'Autorità ha previsto che, nel caso in cui le imprese di stoccaggio abbiano raggiunto un incremento del livello di efficienza superiore all'obiettivo individuato dall'Autorità per il secondo periodo di regolazione (e conseguentemente presentino costi operativi effettivi relativi all'anno 2009 inferiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2009-2010), i costi operativi riconosciuti, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, siano calcolati con la seguente formula:

$$COR_{2011} = [COE_{2009} + 0,5 * (COR_{2009} - COE_{2009})] * (1 + RPI_{2010} - X) * (1 + RPI_{2011} - \bar{X})$$

dove:

- COR_{2011} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno 2011;
- COE_{2009} è il livello dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2009 e risultanti dai bilanci d'esercizio delle imprese di stoccaggio sottoposti a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi del TIU;
- COR_{2009} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2009-2010, determinato in misura pari al prodotto del corrispettivo unitario variabile CVS dell'anno termico 2009-2010 per l'energia movimentata nel medesimo anno termico da ciascuna impresa di stoccaggio, incluse le giacenze di gas risultanti al termine dell'anno termico e tenuto conto della riduzione di cui beneficia l'energia in immissione in fase di erogazione; in analogia con quanto previsto nel settore del trasporto, tale criterio di determinazione del COR_{2009} ha permesso di tenere conto di eventuali costi operativi legati alla gestione di nuovi campi di stoccaggio messi a regime nel corso del secondo periodo di regolazione;
- RPI_{2010} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2010, pari al 2,1%;
- RPI_{2011} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno 2011, pari allo 0,9%;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari al 2%;

¹⁴ Con riferimento ai costi relativi ad assicurazioni sui quantitativi di gas immobilizzati o immessi nei siti di stoccaggio, si evidenzia che sono esclusi dal riconoscimento tariffario in quanto il rischio minerario associato a tali quantitativi di gas è già implicitamente tenuto in considerazione nella determinazione del parametro β .

- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione, calcolato secondo i criteri descritti nel capitolo 10 della presente relazione AIR.

14.58 Invece, nel caso in cui le imprese di stoccaggio non siano state in grado di raggiungere gli obiettivi di incremento di efficienza fissati per il secondo periodo di regolazione (e di conseguenza i costi operativi effettivi relativi all'anno 2009 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2009-2010), l'Autorità ha previsto che i costi operativi riconosciuti, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, siano calcolati aggiornando il valore dei costi operativi riconosciuti nell'anno termico 2009-2010, sulla base della seguente formula:

$$COR_{2011} = COR_{2009} * (1 + RPI_{2010} - X) * (1 + RPI_{2011} - \bar{X})$$

dove i termini assumono il significato di cui al precedente paragrafo 14.57.

14.59 Nell'applicazione delle formule sopra riportate, il confronto tra costi operativi effettivi e costi operativi riconosciuti è stato fatto escludendo la quota parte dei costi operativi relativa ai costi di ripristino e ai costi per l'assicurazione del gas immobilizzato nei siti di stoccaggio, per i quali l'Autorità ha previsto una differente modalità di riconoscimento a partire dal terzo periodo di regolazione.

14.60 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità si riserva la possibilità di ridefinire, a partire dal quarto periodo regolatorio, la percentuale di ripartizione delle maggiori efficienze tra impresa regolata ed utenti del servizio: la percentuale attribuita alle imprese non potrà comunque essere superiore al 50%.

15 Criteri di incentivazione dei nuovi investimenti

15.1 Tra le esigenze di carattere generale di cui tener conto nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 72/09, è stata individuata la necessità di mantenere meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente di nuova capacità di stoccaggio del gas naturale, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire lo sviluppo e la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale. Infatti, come argomentato nei paragrafi 17.3 e 17.4 del documento per la consultazione 21 aprile 2010, la disponibilità di capacità di stoccaggio rappresenta uno strumento funzionale allo sviluppo di un mercato liberalizzato.

15.2 Nell'attuale contesto di dotazione infrastrutturale del sistema nazionale del gas, come emerso dall'Indagine conoscitiva sull'attività di stoccaggio di gas naturale di cui alla deliberazione 28 maggio 2009, VIS 51/09, condotta congiuntamente con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, l'attuale disponibilità di capacità di stoccaggio non è sufficiente a garantire la copertura della domanda di gas in condizioni anomale (si considerino, per esempio, eventuali punte intense di freddo che si verificano in una situazione di avanzato svuotamento degli stoccaggi).

15.3 L'Autorità ha pertanto confermato i criteri di incentivazione alla realizzazione di nuovi investimenti introdotti nel secondo periodo di regolazione, che prevedono una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito differenziata per tipologie di investimento. Con riferimento agli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto l'applicazione degli incrementi del tasso di remunerazione di cui al comma 4.5 della deliberazione n. 50/06.

- 15.4 Di seguito sono indicate le differenti tipologie di investimento ed i relativi incrementi del tasso di remunerazione:
- S=1: investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione della capacità di stoccaggio: 0%;
 - S=2: investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti in esercizio alla data di entrata in vigore del provvedimento: 4% per 8 anni;
 - S=3: investimenti per la realizzazione di nuovi giacimenti di stoccaggio e impianti di *peak shaving*: 4% per 16 anni.
- 15.5 Gli investimenti soggetti al meccanismo di incentivazione ricomprendono anche il *cushion gas*, l'eventuale *pseudo-working gas* iniettato ai fini dello sviluppo, nonché gli eventuali quantitativi addizionali acquistati dall'impresa di stoccaggio per il servizio di stoccaggio strategico. L'Autorità ha previsto che i suddetti quantitativi di gas vengano acquistati per mezzo di procedura concorsuale e valorizzati al prezzo di aggiudicazione di tali procedure.
- 15.6 La quota parte di ricavi relativa agli incentivi sui nuovi investimenti realizzati nel terzo periodo di regolazione viene ripartita tra le diverse componenti di ricavo sulla base dei medesimi criteri descritti nel capitolo 17.
- 15.7 L'Autorità ha previsto che l'incentivo tariffario sia riconosciuto a condizione che gli investimenti siano coerenti con i programmi di sviluppo che dovranno essere appositamente trasmessi annualmente all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico, in modo da favorire il confronto con l'attuazione degli stessi e la valutazione di conformità agli obiettivi di espansione dei servizi di pubblica utilità indicati dal Governo ai sensi dell'articolo 2, comma 21, della legge n. 481/95 e dal Ministero dello sviluppo economico ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 164/00.

Trattamento dei costi compensativi capitalizzati

- 15.8 L'Autorità ha introdotto anche per l'attività di stoccaggio, in analogia a quanto previsto nel settore della trasmissione elettrica, del trasporto gas e della rigassificazione del Gnl, dei meccanismi di contenimento delle spese di investimento relative ai costi compensativi attraverso la responsabilizzazione del soggetto regolato.
- 15.9 A tal fine, è stato introdotto un vincolo al riconoscimento delle maggiori remunerazioni su tali costi, introducendo una componente C^{comp} che riconosca i costi compensativi, esogeni al servizio, iscritti nel libro cespiti degli operatori di stoccaggio, solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali e nei limiti che l'Autorità ha ritenuto congrui per il servizio di stoccaggio.
- 15.10 In particolare, l'Autorità ha previsto che, per gli investimenti realizzati a partire dall'anno 2011, nel caso in cui il valore degli investimenti rientranti nelle tipologie S=2 e S=3 includa costi compensativi C^{comp} superiori al 2% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$MR = r_{ridotto} - r_{base}$$

dove:

- r_{base} è il tasso di remunerazione base riconosciuto sul CIR, pari al 6,7%;
- $r_{ridotto}$ il tasso calcolato come segue:

$$r_{ridotto} = (r_{base} + r_{premium}) * \frac{C^{eff} * (1 + \alpha)}{C^{eff} + C^{comp}} + K_D * \frac{C^{comp} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{comp}}$$

dove:

- $r_{premium}$ è la remunerazione incrementale riconosciuta agli investimenti di sviluppo, ai sensi di quanto riportato al paragrafo 15.4;
- la componente C^{comp} rappresenta i costi compensativi, esogeni al servizio, iscritti nel libro cespiti della società previsti da normative nazionali e locali;
- la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi;
- α è fissato ad un valore pari a 0,02;
- K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 4,53%.

- 15.11 L'Autorità ha escluso dal meccanismo di responsabilizzazione i costi ambientali, ritenendo che tali costi non siano direttamente controllabili dalle imprese di stoccaggio, ma strettamente dipendenti dall'evoluzione della normativa in materia.
- 15.12 La soglia per la determinazione del livello sostenibile di costi compensativi è stata fissata pari al 2% dei costi infrastrutturali. Ai fini della determinazione del valore di tale soglia, si è tenuto conto, oltre che delle evidenze dell'ammontare dei costi compensativi riscontrate, delle osservazioni formulate dagli operatori nel corso della consultazione, in cui è stato evidenziato come, una volta fissata una soglia che definisce il livello sostenibile di costo compensativo, tale soglia diventi il riferimento per le richieste delle amministrazioni locali, riducendo di fatto la capacità delle imprese di stoccaggio di negoziare costi compensativi inferiori.

Contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio

- 15.13 L'Autorità, coerentemente con quanto avvenuto a partire dal secondo periodo di regolazione, ha confermato il riconoscimento tariffario degli oneri derivanti dal pagamento del contributo compensativo di cui all'articolo 2, comma 558, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, in base al quale i soggetti titolari di concessioni di stoccaggio del gas naturale corrispondono alle Regioni nelle quali hanno sede i giacimenti, un importo annuo pari all'1 per cento del valore della capacità di stoccaggio autorizzata a titolo di contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio.
- 15.14 Negli anni termici 2008-2009 e 2009-2010 il gettito necessario alla copertura del contributo compensativo è stato raccolto attraverso una maggiorazione del corrispettivo unitario variabile. Al fine di garantire che il sistema tariffario permetta di recuperare il gettito necessario a coprire il contributo compensativo in modo certo, per il terzo periodo di regolazione l'Autorità ha previsto che tale gettito sia raccolto attraverso il corrispettivo capacitivo addizionale US_2 (espresso in euro/GJ/anno), da applicare alla capacità di spazio conferita dalle imprese di stoccaggio.
- 15.15 L'Autorità, nella revisione dei criteri tariffari per l'attività di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione, ha integrato all'interno della *RTSG* le disposizioni relative alle modalità di esazione, gestione ed erogazione del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio definite con deliberazione ARG/gas 94/08, assicurandone la coerenza con i criteri tariffari di cui alla medesima *RTSG*.

16 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese di stoccaggio

- 16.1 L'Autorità ha previsto che, per le nuove imprese che avviano l'attività di stoccaggio nel terzo periodo di regolazione, le quote di ricavo annuo relative alla remunerazione del

capitale investito e agli ammortamenti per il primo anno di effettiva erogazione del servizio di stoccaggio, siano determinate sulla base dei criteri generali illustrati nel precedente capitolo 14, a partire dal valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria, tenuto conto del deflatore degli investimenti fissi lordi e delle maggiori remunerazioni riconosciute sui nuovi investimenti. Ai fini della determinazione del *CIR*, non si tiene conto di costi pre-operativi non capitalizzati, sostenuti nella fase di *start up*.

- 16.2 Ai fini della valorizzazione del *cushion gas* endogeno¹⁵ immobilizzato nel giacimento di stoccaggio, l'impresa di stoccaggio applica la metodologia di cui al decreto 3 novembre 2005¹⁶, facendo riferimento alla media del corrispettivo variabile *QE* nei 4 anni precedenti l'iscrizione in bilancio. Invece, per quanto riguarda i quantitativi di gas esogeno addizionali acquistati dall'impresa di stoccaggio, valgono i criteri di cui al precedente paragrafo 15.5, in base ai quali tale gas è acquistato per mezzo di procedure concorsuali e valorizzato al prezzo di aggiudicazione.
- 16.3 In deroga ai criteri di carattere generale sopra richiamati, in base ai quali non vengono considerati ai fini della determinazione del *CIR* gli eventuali oneri finanziari capitalizzati maturati dalle imprese che erogano il servizio di stoccaggio, l'Autorità ha previsto che, coerentemente con le disposizioni di cui al comma 10.1, lettera b), della *RTSG*, nel calcolo degli incrementi patrimoniali relativi alle nuove imprese di stoccaggio siano inclusi eventuali *IPCO* determinati in sede di bilancio che si generano precedentemente l'avvio dell'erogazione del servizio di stoccaggio.
- 16.4 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha previsto che per i primi tre anni di attività, in assenza di dati di bilancio certi relativi all'entità dei costi ricorrenti relativi allo svolgimento dell'attività di stoccaggio, le imprese di stoccaggio propongano una stima di tali costi operativi di natura ricorrente afferenti la gestione del servizio di stoccaggio e la sottopongano a verifica da parte dell'Autorità, supportando tale stima da un confronto con realtà similari o dall'evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.
- 16.5 Per il quarto anno i costi operativi saranno calcolati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*.
- 16.6 La determinazione del vincolo sui ricavi avviene con riferimento all'erogazione di un servizio su base annuale. Nel caso in cui le infrastrutture realizzate da una nuova impresa di stoccaggio entrino in esercizio in corso d'anno, sarà pertanto effettuato un riproporzionamento del valore del vincolo sui ricavi in ragione dei mesi in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile.

¹⁵ Gas presente nel giacimento prima dell'avvio dell'attività di stoccaggio, che risulti economicamente estraibile con le infrastrutture esistenti.

¹⁶ Tale metodologia prevede che il valore del gas sia pari al valore del flusso di cassa attualizzato atteso dal concessionario di coltivazione, calcolato in base:

- al profilo di produzione del giacimento;
- ad una stima del valore del gas, costante per tutto il periodo di attualizzazione e pari alla media aritmetica nei quattro anni precedenti della componente tariffaria *QE*, quota energetica del costo della materia prima gas;
- ai costi operativi che il concessionario di coltivazione avrebbe sostenuto per la coltivazione del gas;
- ad un tasso di attualizzazione pari al costo medio ponderato del capitale calcolato applicando il medesimo criterio di cui all'articolo 2, commi 4 e 5, del decreto ministeriale 3 novembre 2005.

17 Articolazione dei ricavi di riferimento

- 17.1 Al fine di riflettere adeguatamente la struttura dei costi del servizio e tenere conto delle specificità di ciascuna impresa di stoccaggio, l’Autorità ha ritenuto opportuno confermare la ripartizione dei ricavi di riferimento in:
- quota *capacity*, relativa ai corrispettivi di impegno di capacità di stoccaggio, determinata con riferimento ai costi di capitale riconosciuti all’impresa (remunerazione del capitale investito netto e quota ammortamento); tale quota di ricavo è soggetta a garanzia dei ricavi attraverso il meccanismo del fattore correttivo;
 - quota *commodity*, relativa ai corrispettivi variabili applicati all’energia movimentata nel periodo, determinata con riferimento ai costi operativi riconosciuti.
- 17.2 Tale ripartizione permette di perseguire un duplice risultato: da un lato garantire all’impresa di stoccaggio la copertura di una quota prevalente dei ricavi riconosciuti (la componente *capacity*), dall’altro incentivare un più elevato utilizzo delle infrastrutture, lasciando alle imprese di stoccaggio i maggiori ricavi derivanti dall’espansione dei quantitativi movimentati.
- 17.3 L’Autorità ha pertanto previsto che ciascuna impresa di stoccaggio suddivida i propri ricavi complessivi di riferimento RS nelle componenti di ricavo di seguito descritte:
- a) RS^S è la componente di ricavo attribuita al corrispettivo di spazio di stoccaggio, costituita dalla remunerazione del capitale di *cushion gas* immobilizzato e dai costi di capitale (remunerazione del capitale e quota di ammortamento) relativi alle categorie di cespiti: terreni, fabbricati, sistemi informativi, altre immobilizzazioni e, al 25% del valore relativo, pozzi; in tale quota dei ricavi è inclusa la quota dei ricavi a copertura dei costi di ripristino;
 - b) RS^{PE} è la componente di ricavo attribuita al corrispettivo di capacità di erogazione, costituita dalla remunerazione del capitale in *pseudo working gas* immobilizzato e dai costi di capitale (remunerazione del capitale e quota di ammortamento) relativi alle categorie di cespiti: centrali di trattamento e, al 50% del valore relativo, pozzi e condotte;
 - c) RS^{PI} è la componente di ricavo attribuita al corrispettivo di capacità di iniezione, costituita dai costi di capitale (remunerazione del capitale e quota di ammortamento) relativi alle categorie di cespiti: centrali di compressione; al 50% del valore relativo, condotte; al 25% del valore relativo, pozzi;
 - d) RS^D è la componente di ricavo attribuita al corrispettivo per la messa a disposizione del gas detenuto da parte dell’impresa di stoccaggio ai fini del servizio di stoccaggio strategico di gas naturale e risultante dal bilancio, costituita dalla remunerazione del capitale del relativo gas;
 - e) RS^E è la componente di ricavo attribuita a corrispettivo variabile di iniezione ed erogazione, costituita dai costi operativi riconosciuti.
- 17.4 Ai fini della determinazione delle componenti di ricavo di *capacity* (RS^S , RS^{PE} , RS^{PI} e RS^D), le poste rettificative sono attribuite alle singole categorie di cespiti *pro-quota* in funzione del capitale investito netto riconosciuto.

18 Struttura ed articolazione tariffaria

Tariffa unica nazionale

- 18.1 L’Autorità, al fine di mantenere un contesto regolatorio favorevole all’ingresso di nuovi operatori di stoccaggio che permettano il superamento dell’attuale scarsità di capacità di stoccaggio, per il terzo periodo di regolazione ha confermato l’adozione di una tariffa unica di stoccaggio nazionale, associata ad un meccanismo perequativo che assicuri comunque alle singole imprese ricavi coerenti con i propri ricavi di riferimento.
- 18.2 Infatti, alla luce della carenza di offerta di stoccaggio, una tariffa unica nazionale garantisce a tutte le imprese di stoccaggio le medesime opportunità di attrarre utenti del servizio.
- 18.3 Infine, si ricorda che, nel caso in cui, come indicato nel capitolo 8, vengano introdotti dei meccanismi di allocazione della capacità di stoccaggio basati su procedure concorsuali, la tariffa unica nazionale potrebbe costituire il riferimento per la determinazione della base d’asta.

Tariffa di stoccaggio per il servizio su base continuo annuale

- 18.4 L’Autorità ha confermato, anche per il terzo periodo di regolazione, l’adozione di un’articolazione tariffaria in grado di:
- riflettere correttamente i costi sottostanti l’erogazione del servizio;
 - stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, al fine di preservare le prestazioni del sistema al termine delle fasi di iniezione ed erogazione;
 - incentivare le imprese di stoccaggio a rendere disponibili incrementi di capacità di punta di erogazione.
- 18.5 Pertanto è stata mantenuta la medesima struttura tariffaria adottata per il precedente periodo di regolazione, in base alla quale la tariffa di stoccaggio, TS , risulta essere una combinazione lineare dei corrispettivi unitari per le grandezze che quantificano la prestazione di stoccaggio. Nella sua formulazione più generale, la tariffa TS è data dalla seguente formula:

$$TS = (f_S + US_1 + US_2) * S + f_{PI} * PI + f_{PE} * \sum \sigma_i * PE_i + CVS * \sum \gamma_i * E_i + f_D * S_S$$

dove:

- f_S è il corrispettivo unitario di spazio, espresso in euro/gigajoule per anno;
- US_1 è la componente tariffaria a copertura degli squilibri di perequazione espressa in euro/gigajoule per anno;
- US_2 è la componente tariffaria a copertura degli oneri derivanti dal contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, espressa in euro/gigajoule per anno;
- S è la capacità di spazio conferita su base annuale all’utente, espresso in gigajoule per anno;
- f_{PI} è il corrispettivo unitario per la capacità di iniezione, espresso in euro/gigajoule/giorno;
- PI è la capacità di iniezione conferita su base annuale all’utente, espressa in gigajoule/giorno;
- f_{PE} è il corrispettivo unitario per la capacità di erogazione, espresso in euro/gigajoule/giorno;
- PE_i è la capacità di erogazione conferita all’utente, espressa in gigajoule/giorno, per le diverse prestazioni di punta di erogazione individuate all’articolo 8 della deliberazione n. 119/05, richiamate al paragrafo 18.23;

- σ_i è il coefficiente di normalizzazione che assume valore pari a 1 per la prestazione minima di erogazione del servizio di stoccaggio di modulazione, per il servizio di stoccaggio minerario e per il servizio di bilanciamento operativo e valore pari a 2 per la prestazione di punta addizionale del servizio di stoccaggio di modulazione;
 - CVS è il corrispettivo unitario di movimentazione del gas, espresso in euro/gigajoule;
 - γ_i è un coefficiente che tiene conto delle rispettive valorizzazioni dell'energia movimentata e vale 1 per l'energia in erogazione e in immissione in fase di iniezione e 0,5 per l'energia in immissione in fase di erogazione;
 - E_i è l'energia associata al gas movimentato in erogazione e in immissione, al netto dei consumi tecnici, espressa in gigajoule;
 - f_D è il corrispettivo unitario di stoccaggio strategico, espresso in euro/gigajoule per anno;
 - S_s è la capacità di stoccaggio strategico attribuita su base annuale all'utente del servizio, espressa in gigajoule.
- 18.6 Anche per il terzo periodo di regolazione è stato confermato il criterio in base al quale l'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisce agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale degli oneri a copertura dei consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento.
- 18.7 A differenza di quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha eliminato le riduzioni tariffarie riconosciute per le prestazioni di erogazione del servizio minerario e bilanciamento operativo (attraverso l'applicazione di un σ_i uguale a 0,5), garantendo in tal modo che la tariffa rifletta maggiormente i costi sottostanti l'erogazione del servizio, senza differenziazioni in funzione della destinazione d'uso della capacità di stoccaggio.
- 18.8 Analogamente al secondo periodo di regolazione invece, il corrispettivo variabile viene applicato unitariamente (γ_i pari a 1) alle movimentazioni in iniezione ed erogazione dei singoli utenti, salvo che per le allocazioni in iniezione durante la fase di erogazione, relativamente alle quali si conferma la riduzione del 50% del corrispettivo CVS (γ_i pari a 0,5) al fine di incentivare le immissioni in stoccaggio che apportano benefici al sistema, garantendo il mantenimento di adeguate prestazioni di punta di erogazione anche al termine del periodo di svasso.
- 18.9 Alla capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione, ai sensi dell'Articolo 8, comma 8.5, della deliberazione n. 119/05, viene applicato, assicurando trasparenza e non discriminazione tra gli utenti, un coefficiente σ_s determinato da ciascuna impresa e approvato dall'Autorità.
- 18.10 L'Autorità, al fine di garantire che la tariffa di stoccaggio sia in grado di coprire i costi sottostanti l'erogazione del servizio, ha ritenuto opportuno confermare l'applicazione del corrispettivo unitario CVS , maggiorato del 100%, alle giacenze di gas risultanti al termine dell'anno termico a seguito di erogazioni dell'utente inferiori ai quantitativi iniettati.
- 18.11 L'autorità ha confermato la previsione in base alla quale l'onere relativo al servizio di stoccaggio strategico è limitato ai soli corrispettivi di spazio e di remunerazione del gas immobilizzato. Nel caso l'utente eroghi gas di stoccaggio strategico, l'impresa di stoccaggio applica il corrispettivo unitario CVS all'energia movimentata in erogazione ed in fase di reintegro.
- 18.12 È stata inoltre mantenuta la possibilità di applicare, in caso di conferimento di capacità di stoccaggio per periodi inferiori ai periodi assunti come base per la definizione dei corrispettivi unitari della tariffa TS , corrispettivi di capacità proporzionali alla durata del conferimento.

18.13 L'Autorità ha infine previsto che, ai fini di una corretta attribuzione dell'onere relativo al servizio di stoccaggio strategico, al termine dell'anno l'impresa di stoccaggio congruagli, sulla base dei quantitativi definiti dal Ministero dello sviluppo economico e tenuto conto della ripartizione tra le imprese di stoccaggio di cui all'articolo 8, comma 8.4.1 della deliberazione n. 119/05, le capacità di stoccaggio conferite agli utenti del servizio in funzione delle quantità di gas naturale importato da Paesi non appartenenti all'Unione Europea nel corso dell'anno precedente, comunicati dagli utenti al Ministero dello sviluppo economico, all'Autorità e all'impresa di stoccaggio.

Tariffa per prestazioni di extra punta di erogazione e per conferimenti di capacità interrompibile

18.14 Al fine di garantire agli utenti la disponibilità della capacità di punta di erogazione che il sistema di stoccaggio è in grado di offrire in aggiunta alle prestazioni base, ai sensi dell'articolo 10bis della deliberazione n. 119/05, l'impresa di stoccaggio può offrire, per mezzo di una procedura concorsuale che assicuri non discriminazione e trasparenza, le prestazioni di *extra punta* di erogazione ulteriori rispetto alle capacità di erogazione complessivamente conferita. L'Autorità, in coerenza con le disposizioni vigenti, ha confermato la possibilità per l'impresa di stoccaggio di trattenere i ricavi derivanti dal conferimento di capacità di *extra punta*, prevedendo tuttavia che il prezzo massimo per l'offerta di tali servizi non possa eccedere il corrispettivo f_{PE} , riproporzionato in funzione della durata della prestazione, moltiplicato per un coefficiente σ pari a 2.

18.15 Ai sensi dell'articolo 10 della deliberazione n. 119/05, l'impresa di stoccaggio può offrire anche capacità di stoccaggio interrompibile, applicando ai corrispettivi tariffari una riduzione sottoposta ad approvazione dell'Autorità. Al fine di evitare che l'impresa di stoccaggio riceva una doppia remunerazione a fronte del conferimento della medesima capacità, l'Autorità ha previsto che i ricavi derivanti dalla vendita di capacità interrompibile siano restituiti agli utenti del servizio attraverso il meccanismo del fattore correttivo descritto nel capitolo 21.

Calcolo dei corrispettivi unici della tariffa di stoccaggio TS e dei corrispettivi specifici d'impresa

18.16 I corrispettivi unitari facenti parte della tariffa di stoccaggio *TS*, determinati sulla base dei criteri descritti nei paragrafi successivi, sono dei corrispettivi unici a livello del sistema nazionale di stoccaggio, che vengono applicati agli utenti del servizio indipendentemente dall'impresa che eroga il servizio.

18.17 Sulla base dei medesimi criteri descritti nei paragrafi successivi, ciascuna impresa di stoccaggio calcola i corrispettivi specifici d'impresa, in funzione dei dati d'impresa relativi alle quote di ricavo, alle capacità di stoccaggio e all'energia movimentata assunta dall'Autorità.

18.18 Nel caso di esenzione dal diritto di accesso dei terzi, accordata ai sensi della legge n. 239/04, i corrispettivi unitari specifici facenti parte della tariffa *TS* vengono calcolati tenuto conto della capacità di stoccaggio non oggetto della suddetta esenzione, nonché dei ricavi ridotti proporzionalmente alla percentuale di capacità non oggetto dell'esenzione.

Modalità di calcolo dei corrispettivi di capacity

18.19 Ai fini del calcolo dei corrispettivi di *capacity* facenti parte della tariffa *TS*, l'Autorità ha confermato i criteri adottati per il secondo periodo di regolazione, riportati nei successivi paragrafi.

- 18.20 Il corrispettivo unitario di spazio f_S viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo RS^S di competenza di ciascuna impresa, per la capacità complessiva di stoccaggio di *working gas* dell'impresa, comprensiva dello spazio relativo allo stoccaggio strategico, come definito dal Ministero dello sviluppo economico.
- 18.21 Il corrispettivo unitario di disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione f_{PI} , viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo RS^{PI} di competenza di ciascuna impresa, per la capacità massima di iniezione in fase di iniezione del sistema.
- 18.22 Il corrispettivo unitario di disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione f_{PE} , viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo RS^{PE} di competenza di ciascuna impresa per la capacità di erogazione calcolata come somma dei prodotti tra le prestazioni di punta giornaliera di erogazione riportate nel paragrafo successivo e valori di σ definiti nella tariffa *TS*.
- 18.23 Le prestazioni di punta giornaliera di erogazione, associate alla capacità di erogazione conferita, sono determinate secondo quanto segue:
- la prestazione di punta di erogazione per il servizio di stoccaggio minerario, con riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.3, della deliberazione n. 119/05;
 - la prestazione di punta di erogazione per il servizio di stoccaggio per il bilanciamento operativo, con riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.1.1, della deliberazione n. 119/05;
 - la prestazione minima di punta di erogazione per il servizio di stoccaggio di modulazione, con riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.5, della deliberazione n. 119/05;
 - la prestazione di punta di erogazione addizionale, con riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.5, della deliberazione n. 119/05.

Corrispettivo di disponibilità di gas per lo stoccaggio strategico

- 18.24 Il corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D , viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo RS^D di competenza di ciascuna impresa, per i quantitativi di gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio detenuti ai fini di stoccaggio strategico in coerenza con le disposizioni del Ministero dello sviluppo economico.

Il corrispettivo unitario variabile

- 18.25 Il corrispettivo unitario variabile di iniezione e di erogazione *CVS*, per il primo anno del periodo di regolazione, è stato calcolato dividendo la somma complessiva delle quote di ricavo RS^E di tutte le imprese di stoccaggio, per il valore medio dell'energia movimentata nel corso del secondo periodo di regolazione, determinato in misura pari a $832,338643 \cdot 10^6$ gigajoule a partire da un valore di energia pari a $804,601350 \cdot 10^6$ gigajoule per Stogit Spa e pari a $27,737293 \cdot 10^6$ gigajoule per Edison Stoccaggio Spa, tenuto conto della riduzione per l'energia in immissione in fase di erogazione e della maggiorazione del corrispettivo unitario *CVS* applicata alle giacenze di gas risultanti al termine dell'anno termico.
- 18.26 Ai fini della determinazione del *CVS*, l'Autorità ha utilizzato il valore medio dell'energia movimentata nel corso del secondo periodo di regolazione in luogo del valore dell'energia movimentata nel corso dell'anno 2009 inizialmente proposto in consultazione, al fine di limitare gli impatti sul *driver* tariffario dei fenomeni contingenti che hanno influenzato l'utilizzo degli stoccaggi nel 2009.

19 Perequazione dei ricavi di stoccaggio

- 19.1 L'Autorità, unitamente al mantenimento di una tariffa unica nazionale, ha confermato anche il meccanismo di perequazione dei ricavi in vigore nel secondo periodo di regolazione (articolo 9 della deliberazione n. 50/06), al fine di garantire che i ricavi complessivi del sistema, ottenuti in applicazione dei corrispettivi unitari della tariffa *TS*, siano ripartiti tra le imprese di stoccaggio sulla base ricavi di riferimento di ogni singola impresa.
- 19.2 In particolare, l'Autorità ha previsto che la Cassa, attenendosi alle modalità approvate dall'Autorità ed alle sue indicazioni, provveda alla quantificazione ed alla liquidazione, per ciascuna impresa di stoccaggio *i*, dei saldi di perequazione relativi ai singoli corrispettivi *f*, determinati sulla base della seguente formula:

$$S_{i,t}^f = [RES_{i,t}^f - RICS_{i,t}^f]$$

dove:

- $S_{i,t}^f$ è l'ammontare di perequazione dei costi di stoccaggio dell'anno *t*, relativo al corrispettivo tariffario *f*;
 - $RES_{i,t}^f$ è l'ammontare dei ricavi effettivi di stoccaggio, calcolati:
 - applicando il corrispettivo tariffario *f* di cui alla tariffa *TS* alle capacità effettivamente conferite nell'anno *t*, incrementate dei coefficienti σ ; il corrispettivo di spazio f_S si considera incrementato dei corrispettivi unitari US_1 e US_2 ;
 - applicando il corrispettivo tariffario *CVS* della tariffa *TS* ai quantitativi di gas effettivamente movimentati nell'anno, incrementati dei coefficienti γ corrispondenti, nonché della maggiorazione del corrispettivo unitario variabile *CVS* nel caso di giacenze a fine anno termico;
 - $RICS_{i,t}^f$ è l'ammontare dei ricavi di stoccaggio di competenza per l'anno *t*, calcolato applicando i corrispettivi unitari di impresa determinati ai sensi di quanto riportato al paragrafo 18.17 alle capacità effettivamente conferite ed ai volumi effettivamente movimentati. La capacità di punta di erogazione è determinata, per ciascuna impresa, come somma dei prodotti tra le diverse prestazioni di punta (richiamate al paragrafo 18.23) ed i relativi valori di σ .
- 19.3 Dal meccanismo di perequazione sono esclusi i ricavi relativi alla prestazione di *extra* punta di erogazione conferita ai sensi dell'articolo 10*bis* della deliberazione n. 119/05 ed i ricavi di *capacity* derivanti dai servizi diversi di cui all'articolo 8, comma 8.6 della deliberazione n. 119/05, che vengono trattenuti dall'impresa.
- 19.4 La Cassa, sulla base delle informazioni ricevute da ciascuna impresa di stoccaggio, provvede a calcolare l'ammontare di perequazione relativo ai singoli corrispettivi tariffari, lo comunica all'Autorità ed a ciascuna impresa entro l'1 giugno di ogni anno e liquida quanto dovuto entro il 31 luglio di ogni anno.
- 19.5 L'Autorità ha inoltre confermato l'adozione di una componente tariffaria a copertura degli squilibri di perequazione. A differenza di quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, dove tale componente era applicata come maggiorazione o riduzione del corrispettivo variabile, è stata istituita la componente tariffaria US_1 applicata come maggiorazione o riduzione del corrispettivo unitario di spazio f_S della tariffa di stoccaggio *TS*. Il gettito derivante dall'applicazione di tale corrispettivo, unitamente a quello derivante

dal corrispettivo US_2 , contribuisce ad alimentare il “Conto squilibri perequazione stoccaggio” istituito presso la Cassa¹⁷.

- 19.6 Nel caso di esenzione dal diritto di accesso a terzi, accordata ai sensi della legge n. 239/04, nel calcolo degli ammontari di perequazione si considerano esclusivamente le capacità conferite non oggetto dell'esenzione ed i relativi quantitativi di gas movimentati dagli utenti, ivi incluse le giacenze a fine svasso.

20 Aggiornamento annuale dei parametri tariffari

Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile al capitale investito riconosciuto

- 20.1 La quota parte dei ricavi riconducibile alla remunerazione del capitale investito riconosciuto è ricalcolata, negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, considerando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
 - b) gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, incluse la variazione delle immobilizzazioni in corso, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (*IPCO*) maturati successivamente al primo anno di applicazione della tariffa di stoccaggio;
 - c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente ai nuovi investimenti;
 - d) l'incremento del fondo di ammortamento determinato sulla base delle durate convenzionali riportate nella Tabella 3;
 - e) l'incremento del fondo di ripristino;
 - f) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, e il completamento della durata convenzionale dei cespiti.

Aggiornamento della quota parte di ricavo relativa alle maggiori remunerazioni sui nuovi investimenti

- 20.2 La quota parte dei ricavi riconducibili al riconoscimento delle maggiori remunerazioni sul capitale investito netto relativo agli investimenti sostenuti nel secondo periodo di regolazione è ricalcolata, negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, considerando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
 - b) l'incremento del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento;
 - c) la fine del periodo di riconoscimento della maggiore remunerazione dei cespiti;
 - d) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo.
- 20.3 La quota parte di ricavo riconducibile al riconoscimento delle maggiori remunerazioni sul capitale investito netto relativo agli investimenti sostenuti nel terzo periodo di regolazione è aggiornata annualmente sulla base degli investimenti realizzati nell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria e considerando i medesimi elementi di cui alle lettere a), b), c) e d) del precedente paragrafo 20.2.

¹⁷ Si noti al riguardo che i corrispettivi US_1 e US_2 concorrono alla determinazione dei ricavi effettivi *RES*, mentre non devono essere considerati ai fini della determinazione dei ricavi di competenza dell'impresa di stoccaggio *RICS*. In tal modo, all'impresa di stoccaggio saranno garantiti i ricavi di competenza, mentre il gettito relativo alle componenti US_1 e US_2 risulterà accantonato presso la Cassa a valle del meccanismo di perequazione.

Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile agli ammortamenti

- 20.4 La quota parte dei ricavi riconducibili agli ammortamenti è aggiornata sulla base delle medesime modalità previste per l'aggiornamento del *CIR*, ed è pertanto ricalcolata, negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, considerando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
 - b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, con l'esclusione degli incrementi patrimoniali relativi ai terreni, alle immobilizzazioni in corso e al gas immobilizzato di proprietà dell'impresa di stoccaggio, tenuto conto per ogni categoria di cespiti della durata convenzionale riportata nella Tabella 3;
 - c) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e il completamento della durata convenzionale dei cespiti.

Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile ai costi di ripristino

- 20.5 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, la quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino è aggiornata considerando il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

Aggiornamento del corrispettivo unitario variabile

- 20.6 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, il corrispettivo unitario variabile CVS_t associato all'energia movimentata, salvo eventuali integrazioni per tenere conto di nuove imprese di stoccaggio o dei costi operativi incrementali riconosciuti ai sensi del paragrafo 20.9, è aggiornato annualmente sulla base della seguente formula:

$$CVS_t = CVS_{t-1} \times (1 + RPI_{t-1} - X + Y)$$

dove:

- RPI_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
 - l' X -factor è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, determinato secondo i criteri descritti nei successivi paragrafi 20.7 e 20.8;
 - 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.
- 20.7 In coerenza con quanto descritto nel capitolo 10, l'Autorità ha previsto che, per il terzo periodo di regolazione, sia applicato un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa, dimensionato per ciascuna impresa in modo da riassorbire in un periodo di 8 anni i maggiori recuperi di produttività realizzati nel secondo periodo rispetto a quelli prefissati con la deliberazione n. 50/06, applicando la seguente formula:

$$(1 - \bar{X})^9 = \frac{COE_{2009}}{[COE_{2009} + 0,5 * (COR_{2009} - COE_{2009})]}$$

dove i termini assumono il medesimo significato dei termini riportati al paragrafo 14.57.

- 20.8 Nel caso in cui l'impresa nel corso del secondo periodo di regolazione non abbia conseguito maggiori efficienze rispetto a quelle fissate a livello regolatorio, e presenti pertanto costi operativi effettivi relativi all'anno 2009 superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2009-2010, l'Autorità ha previsto l'applicazione di un coefficiente di recupero di produttività paria a zero.

- 20.9 L'Autorità ha inoltre previsto che, ai fini dell'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile CVS, si tenga conto di eventuali costi operativi incrementali di natura ricorrente legati all'esercizio di nuova capacità di stoccaggio, a fronte della realizzazione di nuovi investimenti. È stata infatti confermata la possibilità per l'impresa di stoccaggio di chiedere il riconoscimento di una componente di ricavo, CO_N , determinata come differenza tra il valore dei costi operativi di natura ricorrente effettivamente sostenuti nell'esercizio precedente ed il valore della componente di ricavo RS^E aggiornata con il criterio di cui al precedente paragrafo 20.6, purché detta differenza sia riconducibile esclusivamente ai costi incrementali generati dai suddetti investimenti.
- 20.10 Infine, l'Autorità ha previsto che il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione che decorre dall'1 gennaio 2015 sarà determinato riconoscendo alle imprese una quota parte, non superiore al 50%, degli ulteriori recuperi di produttività realizzati nel terzo periodo di regolazione, pari alla differenza tra i costi effettivamente sostenuti nell'anno 2009, aggiornati attraverso l'applicazione del *price-cap*, ed i costi effettivamente sostenuti nell'anno di riferimento per il calcolo dei costi operativi riconosciuti per il quarto periodo di regolazione.

Aggiornamento a seguito di trasferimento, rinuncia o decadenza della concessione di stoccaggio

- 20.11 L'Autorità ha sostanzialmente confermato le disposizioni in vigore nel secondo periodo di regolazione per l'aggiornamento delle quote di ricavo riconosciute all'impresa di stoccaggio in caso di trasferimento, rinuncia o decadenza della concessione di stoccaggio o di trasferimento di quota della concessione relativa a un giacimento in esercizio.
- 20.12 Ai fini del calcolo dei ricavi per il primo anno successivo alla data di trasferimento, rinuncia o decadenza della concessione, l'impresa procede al ricalcolo dei ricavi di stoccaggio relativi alle concessioni in esercizio in considerazione degli incrementi patrimoniali relativi alle concessioni in esercizio di cui l'impresa resta titolare e, ai fini della determinazione della quota parte di ricavo relativa ai costi operativi riconosciuti, sulla base di un accordo di ripartizione con l'impresa di stoccaggio che subentra nella titolarità della concessione.
- 20.13 Nel caso in cui la concessione di stoccaggio venga attribuita da parte del Ministero dello sviluppo economico ad un'altra impresa, tale impresa procede al calcolo dei ricavi di stoccaggio sulla base dei criteri previsti per le nuove imprese di stoccaggio descritti nel capitolo 16, nonché di quanto descritto al precedente paragrafo, tenuto conto del corrispettivo pagato ai sensi del decreto 3 novembre 2005 nel solo caso di operazioni non all'interno del medesimo gruppo societario.

21 Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento

- 21.1 L'Autorità ha confermato il meccanismo di garanzia dei ricavi di *capacity*, al fine di assicurare alle imprese di stoccaggio il recupero dei costi derivanti dalla remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti.
- 21.2 Sulla base di tale meccanismo, ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento di ciascuna impresa di stoccaggio, si considera il fattore correttivo, FC_t^f , pari alla differenza tra i ricavi di competenza a cui l'impresa è riportata a valle del meccanismo di perequazione relativi al periodo $t-2$ ed i ricavi di riferimento relativi al medesimo periodo.

- 21.3 Inoltre, sempre ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento, vengono dedotti dall'ammontare dei ricavi riconosciuti in quota *capacity* anche gli altri ricavi di *capacity*, AR^f_{t-2} , di competenza dell'anno $t-2$ relativi alle seguenti voci:
- ricavi derivanti dalla disponibilità di punta di erogazione offerta nel periodo di iniezione;
 - corrispettivi di bilanciamento del sistema;
 - corrispettivi per la reintegrazione del gas adibito a riserva strategica;
 - ricavi derivanti dall'assegnazione di capacità interrompibile;
 - ricavi di cui all'articolo 7, comma 7.2, lettera c) della deliberazione 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09, ivi compresi eventuali scostamenti di ricavo, rispetto ai ricavi riconosciuti, derivanti dall'offerta di capacità di stoccaggio per mezzo di procedure concorsuali.
- 21.4 Rispetto al secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha modificato la modalità di deduzione degli *AR* dai ricavi riconosciuti. Ai sensi dell'articolo 10, comma 7, della deliberazione n. 50/06, tali ricavi venivano dedotti dai ricavi relativi alla remunerazione dei nuovi investimenti, fino all'annullamento della corrispondente quota di ricavo: eventuali ulteriori eccedenze venivano versate alla Cassa. Tale disposizione ha comportato il progressivo accumulo di giacenze sul "Conto squilibri perequazione stoccaggio", con la conseguente necessità di restituire tali giacenze alla generalità degli utenti attraverso l'attivazione di apposite componenti tariffarie.
- 21.5 L'Autorità, al fine di consentire la restituzione immediata del gettito associato ai ricavi *AR* ed evitare un inutile accumulo di risorse presso la Cassa, ha previsto di dedurre annualmente la totalità dei ricavi *AR* dai ricavi di *capacity*.
- 21.6 Al fine di garantire una corretta e ordinata transizione verso le regole disposte per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto che, in relazione ai fattori correttivi che si sono generati durante il secondo periodo di regolazione, fossero applicate le disposizioni di cui alla deliberazione 50/06. In particolare è stato previsto che:
- a) i fattori correttivi FC^f_t relativi all'anno termico 2008-2009, da considerare ai fini della formulazione delle proposte tariffarie relative all'anno 2011, siano calcolati con i criteri di cui ai commi 10.5 e 10.6 della deliberazione n. 50/06;
 - b) i fattori correttivi FC^f_t relativi al periodo 1 aprile 2009-31 dicembre 2010 (anno termico 2009-2010 e periodo transitorio previsto al fine di garantire la transizione dall'anno termico all'anno solare), da considerare ai fini della formulazione delle proposte tariffarie relative all'anno 2012, siano calcolati con i criteri di cui ai commi 10.5 e 10.6 della deliberazione n. 50/06, considerando i ricavi relativi all'intero periodo 1 aprile 2009-31 dicembre 2010¹⁸.
- 21.7 Infine, l'Autorità ha confermato che, nel caso di esenzione dal diritto di accesso dei terzi, accordata ai sensi della legge n. 239/04, il fattore correttivo FC^f_t è calcolato in relazione ai ricavi di stoccaggio riconducibili alla capacità non oggetto di esenzione.

¹⁸ A tal proposito, si ricorda che l'articolo 4 della deliberazione ARG/gas 119/10 ha previsto che i ricavi di riferimento relativi ai corrispettivi unitari capacitivi per il periodo aprile-dicembre 2010 delle imprese di stoccaggio siano determinati con riferimento ad un riproporzionamento su base giornaliera dei ricavi di riferimento per l'anno termico 2009-2010.