

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER
L'ATTIVITA' DI STOCCAGGIO DI GAS NATURALE PER IL
SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Documento di consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 aprile 2005, n. 78/05, in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio di gas, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

14 dicembre 2005

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione.

Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 28 aprile 2005, n. 78/05, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio del gas naturale, ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

La presente consultazione si inserisce nell'ambito della sperimentazione triennale della metodologia di analisi d'impatto della regolazione (di seguito: Air), prevista dalla deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05.

L'avvio della nuova metodologia di gestione dei processi decisionali fa seguito all'adozione delle "linee guida" (già sottoposte dall'Autorità a consultazione pubblica lo scorso marzo) introdotte dalla deliberazione 31 marzo 2005, n. 58/05 ed all'applicazione in via sperimentale della stessa metodologia Air su due provvedimenti.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, entro e non oltre il 23 gennaio 2006.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail

***Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Tariffe
piazza Cavour n.5 - 20121 Milano
tel. 02-65.565.311
fax 02-65.565.222***

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

1	INTRODUZIONE	5
1.1	<i>Finalità del provvedimento.....</i>	5
1.2	<i>Applicazione della metodologia Air e tempi del procedimento</i>	5
1.3	<i>La ricognizione AIR</i>	6
1.3.1	Le esigenze di stoccaggio	6
1.3.2	Definizione del servizio.....	7
1.3.3	La struttura tariffaria.....	7
1.3.4	Gli incentivi agli investimenti	8
1.3.5	I corrispettivi di bilanciamento e il codice di stoccaggio	8
1.4	<i>Il contesto normativo</i>	9
1.4.1	Decreti ministeriali e circolari	11
1.5	<i>Lo stoccaggio di gas in Italia</i>	12
1.6	<i>Ambito di applicazione delle tariffe di stoccaggio</i>	15
1.7	<i>Il sistema tariffario del primo periodo di regolazione.....</i>	17
1.8	<i>Il codice di stoccaggio.....</i>	21
2	L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE DELLO STOCCAGGIO	23
2.1	<i>Indirizzi di carattere generale</i>	23
2.2	<i>Nuovi criteri di determinazione tariffaria.....</i>	24
2.3	<i>Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi.....</i>	25
2.3.1	La determinazione del capitale investito.....	25
2.3.2	Il tasso di remunerazione del capitale investito.....	27
2.3.3	La determinazione della quota di ammortamento.....	29
2.3.4	La determinazione dei costi operativi riconosciuti.....	30
2.4	<i>Ripartizione dei ricavi.....</i>	31
2.5	<i>Il trattamento dei nuovi investimenti: incentivi alle nuove infrastrutture di stoccaggio e nuova capacità</i>	32
2.6	<i>Nuove imprese di stoccaggio e incrementi delle capacità disponibili.....</i>	35
2.7	<i>Ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento degli stoccaggi.....</i>	36
2.8	<i>Aggiornamento annuale.....</i>	36
2.9	<i>Sviluppo di ulteriori strumenti di flessibilità</i>	39
3	STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA	40

3.1	<i>Tariffa unica nazionale</i>	40
3.2	<i>Componenti della tariffa di stoccaggio</i>	41
3.3	<i>Corrispettivo di spazio</i>	43
3.4	<i>Corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione</i>	44
3.5	<i>Corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione</i>	44
3.6	<i>Corrispettivo di disponibilità di gas per lo stoccaggio strategico</i>	45
3.7	<i>Corrispettivo variabile di iniezione ed erogazione</i>	46
3.8	<i>Meccanismo di perequazione del sistema</i>	47
3.9	<i>Integrazione nella disciplina tariffaria del trasporto di un corrispettivo di capacità di exit nel punto di interconnessione con lo stoccaggio</i>	48

1 INTRODUZIONE

1.1 Finalità del provvedimento

Il presente documento illustra gli orientamenti dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) in tema di regolazione delle tariffe di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione.

Il processo di consultazione è svolto nell’ambito del procedimento avviato dall’Autorità con deliberazione 28 aprile 2005, n. 78/05, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’attività di stoccaggio del gas per il secondo 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).

1.2 Applicazione della metodologia Air e tempi del procedimento

La presente consultazione si inserisce nell’ambito della sperimentazione triennale della metodologia di analisi d’impatto della regolazione (di seguito: Air).

Negli orientamenti definiti dall’Autorità per il triennio 2005-2007¹, la realizzazione delle analisi d’impatto è indicata tra gli indirizzi strategici nel quadro di azioni rivolte “alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio; alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e quelli dedicati ai consumatori, agli operatori, alle istituzioni”. L’obiettivo è infatti quello di adottare una metodologia, così come previsto dall’articolo 12 della legge di semplificazione n. 229/03,² in grado di migliorare la qualità complessiva della produzione degli atti, anche attraverso un maggiore coinvolgimento dei destinatari degli interventi. Attraverso l’intero processo Air, l’Autorità intende rafforzare la pubblicità delle ragioni che stanno alla base dell’intervento regolatorio ed esplicitare le motivazioni dell’approccio adottato rispetto ad altre possibili opzioni d’intervento.

L’Autorità, con deliberazione 31 marzo 2005, n. 58/05, ha sottoposto a consultazione pubblica le “Linee-guida per l’introduzione dell’Air”, e dopo aver effettuato due test preliminari, ha avviato, con la delibera 28 settembre 2005, n. 203/05, una sperimentazione triennale della metodologia Air. Il provvedimento oggetto della presente consultazione, avviato con la deliberazione n. 78/05, è stato inserito tra i provvedimenti da sottoporre ad analisi.

Sulla base della procedura Air, la Direzione Tariffe ha operato una prima ricognizione tra le parti interessate ai fini di rilevarne le esigenze e raccoglierne le proposte in merito a un ventaglio di opzioni in cui può sostanzarsi la proposta regolativa (di tale ricognizione si dà conto nel paragrafo successivo).

¹ “Linee guida dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per il piano triennale 2005-2007 e per il piano operativo 2005” adottate con delibera l’11 gennaio 2005 (Delibera n. 1/05).

² L’art. 12 della legge di semplificazione n. 229/03 prevede che le autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, di vigilanza e regolatorie, si dotino, nei modi previsti dai rispettivi ordinamenti, di forme e metodi di analisi dell’impatto della regolamentazione per l’emanazione di atti di competenza e, in particolare, di atti amministrativi generali, di programmazione o pianificazione, e comunque, di regolazione.

Effettuata tale ricognizione, la Direzione Tariffe ha preparato il presente documento di consultazione che si propone, in particolare, di:

- a) evidenziare le criticità dello stoccaggio di gas in Italia tramite la descrizione dell'attuale sistema di regolazione/tariffario e possibili alternative (opzioni) di intervento previste per il secondo periodo di regolazione;
- b) esaminare i punti di vista degli operatori nella valutazione e ponderazione di tali criticità;
- c) sollecitare gli operatori a far emergere eventuali esigenze funzionali e modali che si ritiene debbano essere convenientemente apprezzate da parte dell'Autorità in vista di un'evoluzione del predetto sistema.

I soggetti interessati hanno tempo fino al 23 gennaio 2006 per far pervenire osservazioni e proposte. Il risultato della consultazione sarà reso noto successivamente a tale data, attraverso la pubblicazione nel sito internet dell'Autorità di un documento di sintesi delle osservazioni ricevute. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.

La consultazione proseguirà con un'ulteriore fase documentale attraverso l'emanazione e la pubblicazione nel sito internet dell'Autorità di un secondo documento per la consultazione. Tale documento è previsto per l'inizio del mese di febbraio 2006. Nel testo saranno presentate le risposte alle esigenze evidenziate nella prima fase di consultazione e verrà descritta e motivata l'opzione di intervento ritenuta preferibile dall'Autorità.

Raccolte ed esaminate le osservazioni al secondo documento di consultazione, l'Autorità prevede di emanare il provvedimento finale in tempo utile per l'avvio del prossimo anno termico dello stoccaggio.

1.3 La ricognizione AIR

Al fine di valutare criticità e soluzioni relative alla regolazione tariffaria dello stoccaggio, l'Autorità ha organizzato incontri con il Ministero delle Attività Produttive, gli operatori dello stoccaggio (Stogit Spa., Edison Stoccaggio Spa) e i principali utenti del servizio (Edison Spa, Eni Divisione Gas & Power, Enel Spa, Plurigas Spa e Aiget.).

Molte osservazioni hanno riguardato la complessità della regolazione del sistema di stoccaggio, in particolare l'interazione delle problematiche tariffarie con quelle relative al codice di stoccaggio. Di seguito si riporta una sintesi delle osservazioni espresse dai soggetti partecipanti alla fase di ricognizione, anche se il documento sviluppa le sole proposte relative alla regolazione della disciplina tariffaria.

1.3.1 Le esigenze di stoccaggio

Nel corso degli incontri i soggetti hanno segnalato la necessità di definire con maggiore accuratezza le richieste di stoccaggio per esigenze climatiche, anche tenuto conto degli obblighi di modulazione previsti dall'articolo 18, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00, e per finalità commerciali e speculative.

Sebbene il fabbisogno di stoccaggio sia rilevante sia in termini di punta che di volume, è emerso come siano cruciali i problemi legati alla disponibilità di punta a fine stagione. Le criticità in termini di disponibilità di volume e, soprattutto, di punta, sono state acuitizzate sia dall'incremento della domanda termoelettrica, in concomitanza con l'operatività della borsa elettrica che, più in generale, a seguito degli sviluppi dell'assetto normativo, che hanno determinato il venire meno del ruolo di un unico operatore ottimizzante. E' stata inoltre avanzata la tesi che la conduzione di aste di lungo periodo per l'accesso alle infrastrutture di stoccaggio potrebbe fornire i necessari segnali di lungo termine al mercato ai fini di una corretta predisposizione dei piani di investimento e dell'ottimizzazione del servizio.

1.3.2 Definizione del servizio

La maggior parte dei soggetti ha manifestato un disagio di fronte all'attuale distinzione tra i servizi di base, ai quali si applica una tariffa regolata, e i servizi speciali, per i quali era consentito derogare dalla regolazione tariffaria. Alcuni utenti hanno sottolineato che i prezzi applicati ai servizi speciali non riflettono i costi del servizio e consentano a Stogit di incrementare i ricavi a fronte di costi marginali nulli e costi fissi interamente coperti dalla tariffa.

Il controflusso, in particolare, costituisce secondo la maggior parte degli utenti del servizio di stoccaggio un'esigenza fondamentale del sistema e, in quanto tale, andrebbe sottoposto a regolazione tariffaria congiuntamente al servizio speciale di modulazione aciclica. Si è inoltre evidenziato che il prezzo del controflusso nella stagione invernale è eccessivo anche alla luce del fatto che tale prestazione va a beneficio al sistema.

Alcuni utenti hanno espresso la necessità di poter richiedere servizi di punta addizionali.

Si è avanzata l'ipotesi che i ricavi derivanti dai servizi speciali vengano sottratti dal monte ricavi complessivo per evitare duplicazioni dei ricavi del servizio di base. Si è inoltre richiesto che tali servizi abbiano una tariffa regolata.

Per contro, un operatore di stoccaggio ha avanzato l'ipotesi di non sottoporre a regolazione tariffaria i servizi speciali e lo stoccaggio destinato a soddisfare esigenze di tipo commerciale o speculativo in base alla considerazione che il servizio di stoccaggio possa essere sostituito da altri servizi. In particolare, si è evidenziato come ai fini di un incremento della flessibilità sul mercato non sia corretto fare affidamento esclusivo sul servizio di stoccaggio, in particolare di gas in giacimento, avendo gli operatori a disposizione altri strumenti sia dal lato approvvigionamento (mercato spot e Gnl) che dal lato vendita (contratti interrompibili, *dual fuel*, mercato spot). Conseguentemente, secondo tale impostazione, dovrebbe essere sottoposto a regolazione tariffaria solo lo stoccaggio strategico e lo stoccaggio destinato a soddisfare gli obblighi di modulazione ai clienti con consumi inferiori ai 200.000 mc annui, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

1.3.3 La struttura tariffaria

Per quanto riguarda la struttura tariffaria, gli utenti hanno sottolineato l'esigenza che i meccanismi tariffari favoriscano un utilizzo efficiente degli stoccaggi, garantendo allo stesso tempo il recupero dei ricavi totali.

In relazione ai parametri tariffari, è stata posta l'esigenza di effettuare una rivalutazione del gas in stoccaggio, in particolare del *cushion gas*, e di non prevedere un fattore di recupero di produttività sul gas immobilizzato.

Secondo la maggior parte degli operatori è necessario rivedere verso l'alto la remunerazione del servizio e procedere ad una ridefinizione dell'allocazione dei costi per componente tariffaria così come stabilita dalla deliberazione n. 26/02, considerando, in particolare, il valore dello *pseudo-working gas* e dei costi relativi ai pozzi nei ricavi di riferimento relativi al corrispettivo di punta.

È stato inoltre proposto di differenziare la componente tariffaria relativa alla punta in erogazione in funzione del mese di erogazione e di introdurre una nuova componente tariffaria relativa alla capacità in iniezione, anch'essa eventualmente differenziata su base mensile. Secondo alcuni *shipper* l'attuale corrispettivo di punta è eccessiva. Gli operatori di stoccaggio, inoltre, dovrebbero assumere maggiori responsabilità sull'andamento della punta disponibile.

Da un punto di vista generale, secondo alcuni sarebbe opportuno prevedere un sistema tariffario basato sul meccanismo dell'*allowed revenue* in luogo di un meccanismo fondato sul *price cap*. E' stata ipotizzata anche una forma di compensazione dei ricavi per i servizi speciali nell'ambito dei ricavi relativi ai servizi regolati.

Alcuni soggetti hanno evidenziato l'opportunità di introdurre una tariffa unica nazionale, con un sistema perequativo che assicuri il riconoscimento alle singole imprese dei ricavi coerenti con i propri vincoli, in alternativa ad una tariffa differenziata per operatore, al fine di evitare discriminazioni tra utenti che utilizzano stoccaggi diversi. In generale, tutti i soggetti, anche a fronte della carenza di offerta di stoccaggio, hanno espresso parere contrario all'adozione di una tariffa differenziata per campo.

Infine, in tema di stoccaggio strategico, è stata avanzata l'ipotesi, anche se non coerente con l'attuale quadro normativo, di porre a carico di tutti gli utenti i costi relativi a tale servizio.

1.3.4 Gli incentivi agli investimenti

Nel corso degli incontri con i diversi soggetti, è emersa la necessità di prevedere incentivi tariffari ai nuovi investimenti, anche attraverso una maggiore remunerazione del capitale. Gli incentivi dovrebbero secondo alcuni operatori avere una durata di 1-2 periodi regolatori, secondo altri avere durata anche maggiore, pari a 2-3 periodi regolatori.

Si è infine posta l'alternativa tra incentivare l'utilizzo dell'interrompibilità o privilegiare piuttosto un approccio orientato a favorire investimenti per aumentare la capacità di punta di stoccaggio. Ad ogni modo, gli utenti segnalano la necessità di introdurre meccanismi, quali le aste, in grado di valorizzare correttamente il ricorso a forniture interrompibili, alternative alle prestazioni di punta da stoccaggio.

1.3.5 I corrispettivi di bilanciamento e il codice di stoccaggio

Gli utenti hanno evidenziato la necessità di un'analisi congiunta delle problematiche tariffarie e di quelle relative ai codici di stoccaggio. In particolare hanno sottolineato come la definizione del servizio, la determinazione delle tariffe e l'individuazione dei corrispettivi di bilanciamento devono rispondere a criteri coerenti.

In tema di corrispettivi di bilanciamento, è stato evidenziato che questi dovrebbero incentivare gli operatori a un corretto utilizzo del servizio. Alcuni auspicano l'eliminazione dei corrispettivi di bilanciamento in caso di iniezione di quantitativi di gas superiori allo spazio conferito in quanto attualmente gli utenti non possiedono dati tempestivi sui quantitativi iniettati giornalmente. Al proposito, è stato richiesto di poter disporre di informazioni tempestive sui volumi iniettati in stoccaggio che consentirebbero una riduzione degli sbilanciamenti e di conseguenza degli oneri relativi.

È stata infine richiesta una revisione delle modalità di ripartizione dei proventi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento e di utilizzo dello stoccaggio strategico.

1.4 Il contesto normativo

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 della legge 26 aprile 1974, n. 170, ai sensi del disciplinare tipo.

Nell'ambito del quadro regolatorio individuato dal decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità, con deliberazione 27 febbraio 2002, n. 26/02 (di seguito: deliberazione n. 26/02), ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di stoccaggio del gas per il primo periodo di regolazione nel rispetto di quanto previsto in particolare:

- dall'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo n.164/00, che prevede che l'Autorità determini le tariffe per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito;
- dall'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n.164/00 che prevede che le tariffe di stoccaggio devono permettere lo sviluppo delle infrastrutture, incentivando gli investimenti per il potenziamento delle capacità, tenendo conto del particolare rischio associato alle attività minerarie e della immobilizzazione del gas necessario per assicurare le prestazioni di punta.

L'articolo 23, comma 1, del medesimo decreto fa inoltre salve i poteri di regolazione tariffaria attribuiti all'Autorità, con particolare riferimento all'articolo 2, comma 12, della legge 14 novembre 1995, n. 481/95.

Con successivo provvedimento del 26 marzo 2002, n. 49/02, l'Autorità ha rigettato la proposta tariffaria presentata dalla società Stogit Spa e ne ha determinato le tariffe di stoccaggio per l'anno termico 2002/2003 in attuazione della deliberazione n. 26/02.

Con deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01 (di seguito: deliberazione n. 311/01) adottata ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f), della legge 14 novembre 1995, n. 481, 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. L'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti in tali direttive consente un costante monitoraggio della dinamica di tali costi, anche per garantire l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto dall'articolo 25, comma 1, lettera e), della Direttiva 2003/55/CE.

Si ricorda che l'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00 prevede che l'attività di stoccaggio sia oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

E' stata inoltre emanata la deliberazione dell'Autorità 21 giugno 2005, n. 119/05 che, ai sensi dell'articolo 12, comma 7, del decreto legislativo n. 164/00, fissa i criteri e le priorità di accesso 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 e gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio. Sulla base di tali criteri, priorità e obblighi, le imprese di stoccaggio devono conformare e predisporre i propri codici di stoccaggio e trasmetterli all'Autorità per la loro approvazione.

La Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE prevede all'articolo 19, paragrafo 1, che 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 cui al paragrafo 3 (accesso negoziato) e 4 (accesso regolato).

In particolare l'articolo 19, paragrafo 4 prevede nel caso di accesso regolato 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 e ad altri servizi ausiliari, sulla base di tariffe pubblicate e/o altre condizioni e obblighi per l'utilizzo del suddetto stoccaggio, ove tecnicamente e/o economicamente necessario per fornire un accesso efficiente al sistema, nonché per l'organizzazione dell'accesso ad altri servizi ausiliari.

L'articolo 16 della legge 18 aprile 2005, n. 62 recante disposizioni per l'attuazione della Direttiva 2003/55/CE ha delegato il Governo ad adottare uno o più decreti legislativi di attuazione della medesima direttiva nel rispetto di alcuni principi e criteri direttivi tra i quali la previsione dello sviluppo delle capacità di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo necessarie per il funzionamento del sistema nazionale del gas, in relazione allo sviluppo della domanda e all'integrazione dei sistemi europei del gas naturale, definendo le componenti dello stoccaggio relative alla prestazione dei servizi essenziali al sistema e quelle funzionali al mercato.

L'articolo 1, comma 2, lettera c), della legge 23 agosto 2004, n. 239 sul riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (di seguito: legge n. 239/04) dispone che l'attività di stoccaggio in sotterraneo di idrocarburi sia attribuita in concessione secondo le disposizioni di legge.

L'articolo 1, comma 17 della legge n. 239/04 dispone che i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuove infrastrutture, tra le quali 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 delle attività produttive, previo parere dell'Autorità.

L'articolo 1, comma 20, della legge n. 239/04 dispone che la residua quota delle capacità dei nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale di cui al comma 17, e dei potenziamenti delle capacità esistenti di cui allo stesso comma 17, sono allocate secondo procedure definite dall'Autorità in base a criteri di efficienza, economicità e sicurezza del sistema stabiliti con decreto del Ministro delle attività produttive.

La Direttiva 2004/67/CE del Consiglio del 26 aprile 2004 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, prevede:

- all'articolo 4, paragrafo 4 che gli Stati membri, tenendo debitamente conto delle condizioni geologiche del loro territorio e della fattibilità economica e tecnica, possono anche adottare le misure necessarie ad assicurare che gli impianti di stoccaggio situati nel loro territorio apportino il contributo idoneo ad ottemperare alle norme in materia di sicurezza dell'approvvigionamento;
- all'articolo 4, paragrafo 5 che, nel caso in cui sia disponibile un adeguato livello di interconnessione, gli Stati membri possono adottare, in cooperazione con un altro Stato membro, compresi accordi bilaterali, le misure idonee ad ottemperare alle norme in materia di sicurezza dell'approvvigionamento, utilizzando impianti di stoccaggio di gas situati nel territorio dell'altro Stato membro in questione. Tali misure, in particolare gli accordi bilaterali, non ostacolano il corretto funzionamento del mercato interno del gas.

1.4.1 Decreti ministeriali e circolari

Il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 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.

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 e il corrispettivo per l'attribuzione ad altre imprese del gas di concessioni di stoccaggio non prorogate.

Il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 27 marzo 2001, ha determinato i criteri in base ai quali rilasciare le autorizzazioni a 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.

Il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001, ha fissato le modalità di determinazione dei quantitativi afferenti lo stoccaggio minerario e dei quantitativi per lo stoccaggio strategico, definendone i valori per l'anno 2001: il volume totale di stoccaggio strategico pari a 5,1 Gmc, e la portata massima pari a 37,2 Mmc/g, aggiornata per l'anno termico 2005/2006 al valore di 38,7 Mmc/g.

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.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 29 novembre 2003 ha definito criteri e modalità per la concessione degli incentivi previsti per la esecuzione di rilievi geofisici e per gli accertamenti minerari riguardanti lo stoccaggio di gas naturale

Il Ministero delle attività produttive con decreto 25 giugno 2004 ha approvato la "Procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura di fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli" (di seguito: Procedura di emergenza climatica), nella quale vengono definiti gli interventi che devono essere messi in atto, ruoli e compiti dei soggetti individuati (imprese del gas naturale, operatori del settore del gas naturale e dell'energia elettrica) e le loro responsabilità.

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.

Il Ministero delle attività produttive con decreto del 26 agosto 2005 ha definito le modalità per il conferimento delle concessioni di stoccaggio e 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:

- il ciclo di stoccaggio è il ciclo annuale che decorre dall'1 aprile di ciascun anno ed il 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.

1.5 Lo stoccaggio di gas in Italia

Successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 sono state costituite due società di stoccaggio: Stogit Spa (del gruppo Eni) ed Edison T&S Spa, oggi Edison Stoccaggi Spa (del gruppo Edison), dedicate a tale attività, prima integrate verticalmente con altre attività del settore.

La società Stogit (controllata integralmente dal gruppo Eni) detiene circa il 98% delle capacità di stoccaggio operative nel nostro Paese. La Stogit gestisce otto stoccaggi, dei quali sette sono ubicati nell'Italia settentrionale (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello) ed uno nell'Italia centrale (Fiume Treste). Complessivamente la massima riserva attiva in questi stoccaggi (*working gas*) e comprensiva della riserva strategica, ammonta a circa 12,7 Gmc, mentre la producibilità giornaliera in fase di erogazione è pari a circa 254 Mmc/g.

L'Edison Stoccaggi gestisce due stoccaggi in fase di sviluppo (Cellino in Abruzzo e Collalto in Veneto), con una riserva attiva di 0,34 Gmc e una producibilità giornaliera in fase di erogazione pari a circa 3 Mmc/g.

Pertanto le disponibilità complessive del sistema di stoccaggio per l'anno termico 2005-2006 ammontano in termini di *working gas* ad un valore pari a circa 13 Gmc e in termini di disponibilità di punta in erogazione a circa 257 Mmc/g, come riportato in tabella n.1.

Tabella n. 1 Disponibilità di stoccaggio nell'anno termico 2005-06

<i>Disponibilità di stoccaggio*</i>	Gmc	Mmc/g
Spazio per stoccaggio di modulazione e minerario	7,9	-
Spazio per stoccaggio strategico	5,1	
Disponibilità di punta in fase di erogazione	-	257

* Conversione con riferimento a un PCS convenzionale di 38,1 MJ/mc

La tabella n. 2 riporta una sintesi dei conferimenti di capacità relativi al servizio di modulazione negli ultimi tre anni termici, ed evidenzia l'aumento del numero degli utenti del servizio di stoccaggio, sia della società Stogit che della società Edison Stoccaggi.

Tabella n. 2 Conferimenti di capacità di stoccaggio di modulazione e minerario negli anni termici 2003-04, 2004-05 e 2005-06

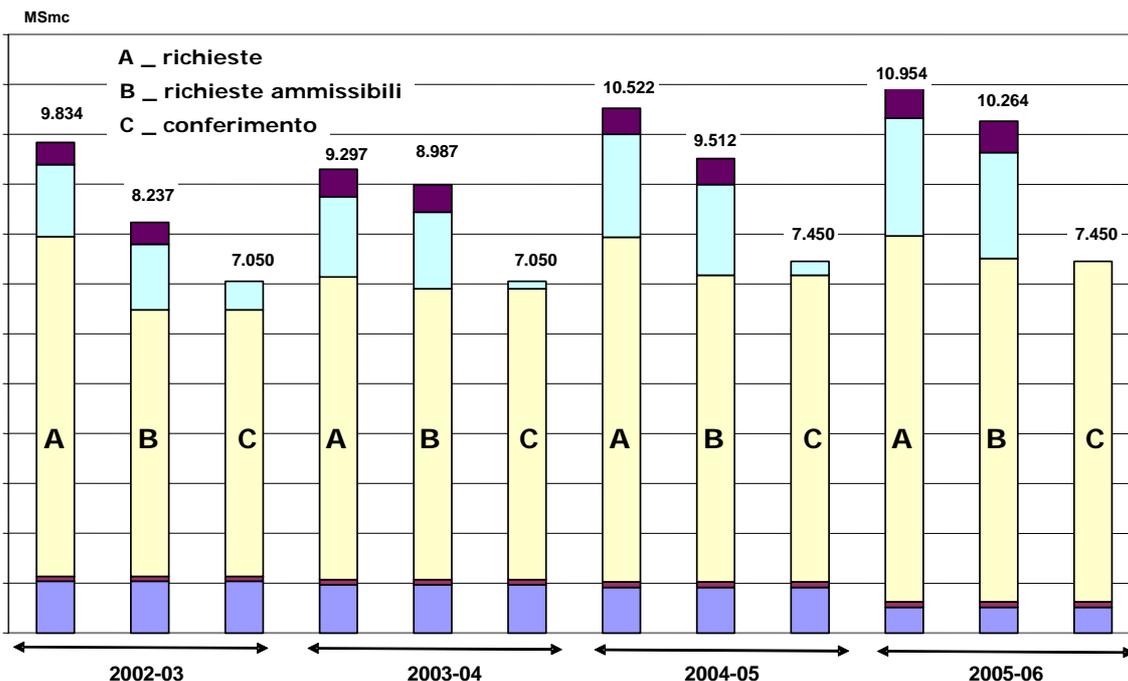
	Anno termico 2003-2004		Anno termico 2004-2005		Anno termico 2005-2006	
	Numero utenti	Capacità (Gmc)	Numero utenti	Capacità (Gmc)	Numero utenti	Capacità (Gmc)
<i>Stogit</i>	23	7,2	29	7,6	32	7,6
<i>Edison Stoccaggio</i>	5	0,3	6	0,2	7	0,3

conversione con riferimento ad un PCS convenzionale di 38,1MJ/mc

Il passaggio da una situazione di mercato monopolistico ad un mercato liberalizzato, caratterizzato in Italia da nuovi entranti dotati di minor flessibilità nelle importazioni rispetto all'operatore dominante (Eni) ha posto in risalto la carenza strutturale della capacità di stoccaggio come anche dimostrato dalla cronica e progressiva presenza di richieste di stoccaggio di modulazione rimaste insoddisfatte. A tale proposito la figura n. 1 riporta una sintesi dell'evoluzione nell'arco del primo periodo di regolazione delle richieste di spazio di stoccaggio di modulazione e il relativo grado di soddisfacimento.

Il grafico riguarda i soli giacimenti di Stogit e non comprende i quantitativi per lo stoccaggio strategico: in ciascuna colonna sono evidenziate in colori diversi, a partire dal basso, le richieste di stoccaggio minerario, di stoccaggio per il bilanciamento operativo della rete di trasporto, per la modulazione dei clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc in un inverno medio, per la modulazione dei clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc in un inverno rigido e per la modulazione dei clienti con consumi annui superiori a 200.000 mc.

Figura n. 1 - Confronto tra richieste e assegnazioni



I dati relativi alle richieste di assegnazione di spazio di stoccaggio riportati nel grafico n. 1 evidenziano una notevole scarsità delle disponibilità di stoccaggio del sistema, rispetto alle richieste ammissibili.

Anche relativamente alla punta di erogazione si registra una rilevante carenza del sistema rispetto alle richieste degli utenti: nell'anno termico 2005-2006 sono infatti rimaste insoddisfatte richieste per 94 Mmc/g di disponibilità di punta.

Per quanto riguarda lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, il decreto legislativo n. 164/00 ha previsto che alcuni giacimenti destinati alla coltivazione ed in corso di esaurimento vengano destinati alla funzione di stoccaggio ed assegnati agli operatori interessati ad assumerne la gestione, mediante procedure a carattere concorrenziale. Il Ministero delle attività produttive ha selezionato in via preliminare quattro nuove concessioni (Cotignola-San Potito ad Edison Stoccaggi, Cornegliano a Confservizi Internazionali, Serra Pizzuta e Cugno le Macine a Geogas) per circa 2,5 Gmc di spazio che potranno entrare in servizio a regime non prima di 7-8 anni.

Delle predette assegnazioni, tre (Cotignola-San Potito, Serra Pizzuta e Cugno le Macine) sono oggetto di ricorso al TAR Lazio da parte degli esclusi.

Un ulteriore progetto di stoccaggio in acquifero, innovativo per il Paese sotto il profilo delle risorse che prospetta di valorizzare per lo stoccaggio di gas naturale, è stato giudicato tecnicamente ed economicamente idoneo dal Map.

Per il potenziamento di Settala, operante con autorizzazione provvisoria rilasciata nel 2001 e rinnovata negli anni successivi, il disciplinare tipo approvato con decreto 26 agosto 2005, ha rimosso il vincolo normativo che limitava la possibilità di esercire l'attività di stoccaggio a pressioni di esercizio superiori a quella originaria di giacimento. Stogit ha avviato l'iter procedurale per ottenere l'autorizzazione definitiva.

In tabella n. 3 sono riportate le istanze di concessioni per i nuovi siti di stoccaggio.

Tabella n. 3 - Istanze di concessione per i nuovi siti di stoccaggio

<i>Denominazione istanza</i>	<i>Provincia</i>	<i>Operatore</i>	<i>Tipologia</i>	<i>Meccanismo produzione</i>	<i>Working gas (Mmc)</i>	<i>Punta Erogazione (Mmc/g)</i>
San Potito e Cotignola	Ravenna	Edison Stoccaggio	giacimento in via di esaurimento	espansione gas e acquifero	915	8,0
Cugno Le Macine	Matera	Società da costituire da Geogas	giacimento in via di esaurimento	espansione gas e acquifero	742*	6,6*
Serra Pizzuta	Matera	Società da costituire da Geogas	giacimento in via di esaurimento	espansione gas e acquifero		
Cornegliano	Lodi	Società da costituire da Confservizi International	giacimento in via di esaurimento	espansione gas e acquifero	891	16,5
Rivara	Modena Bologna	Independent Gas Management srl	acquifero profondo	acquifero	3186	32,0

* Il progetto Geogas integra in unica gestione i giacimenti delle future concessioni Cugno Le Macine e Serra Pizzuta

Oltre ai progetti sopra descritti si ricorda che il Ministero delle attività produttive ha rilasciato a Stogit concessioni per la conversione a stoccaggio dei giacimenti di Alfonsine (agosto 1999), Bordolano (novembre 2001) e per l'estensione ai livelli D, E, E0, della concessione Fiume Treste, con le quali la riserva attiva complessiva potrebbe essere incrementata nel medio periodo (8 anni, a regime, considerando anche i tempi amministrativi) di circa 3,7 Gmc e la disponibilità di punta in fase di erogazione potrebbe aumentare di circa 34 Mmc/g. Il programma dei lavori per queste nuove concessioni è sospeso fino al passaggio in giudicato della recente sentenza del Consiglio di Stato che ha confermato il pronunciamento del Tribunale amministrativo regionale della Lombardia (di seguito: TAR Lombardia). Sospesa per un quadriennio è anche l'attività di stoccaggio per il livello A della concessione di Cortemaggiore, per permettere l'effettuazione di verifiche minerarie.

1.6 Ambito di applicazione delle tariffe di stoccaggio

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.

Lo stoccaggio minerario è 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 ha disciplinato il servizio di stoccaggio minerario, assicurando alle produzioni nazionali una flessibilità di fornitura confrontabile con quella caratteristica dei contratti di importazione, nonché di tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione.

Lo stoccaggio strategico è 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 decreto legislativo n. 164/00 ha posto l'onere di tale servizio a carico degli importatori di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea.

Lo stoccaggio di modulazione è lo stoccaggio finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.

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 ai clienti non idonei sia fornita dai soggetti che svolgono l'attività di vendita. L'Autorità determina gli obblighi di modulazione per il periodo di punta stagionale per ciascun comune in funzione dei valori climatici.

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.

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.

1.7 Il sistema tariffario del primo periodo di regolazione

I criteri relativi al sistema tariffario del primo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione n. 26/02. Coerentemente con quanto previsto dall'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità ha stabilito i criteri per la determinazione delle tariffe per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione.

La definizione dei ricavi di riferimento ha comportato 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, inclusa una congrua remunerazione, pari al 8,33% reale pre-tasse, del capitale investito costituito dagli *asset* tecnici e dal gas economicamente estraibile presente nei giacimenti di stoccaggio, valutato sulla base del valore iscritto nel bilancio di chiusura.

La finalità di incentivare il massimo utilizzo delle capacità di stoccaggio ha indotto a lasciare alle imprese i possibili maggiori ricavi derivanti da un aumento delle capacità e dei volumi di stoccaggio, definendo corrispettivi unitari all'inizio del periodo di regolazione e prevedendone il successivo aggiornamento in base al meccanismo del *price cap*, indipendentemente dalle capacità e dai volumi stoccati. Infatti, la deliberazione n. 26/02 prevede che le tariffe, definite a partire dai ricavi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione, rimangano in vigore per quattro anni e vengano aggiornate annualmente tenuto conto dell'inflazione dell'anno solare precedente e di una riduzione pari al 2,75%, tasso di recupero di produttività definito per tutto il periodo di regolazione, che riflette un obiettivo di miglioramento della produttività per le imprese di stoccaggio.

A differenza dell'attività di trasporto, per il quale è stato previsto un meccanismo di correzione di quota parte dei ricavi di trasporto, per l'attività di stoccaggio l'Autorità ha introdotto una clausola di salvaguardia dei ricavi, prevedendo un intervento del regolatore nel solo caso in cui i ricavi effettivi si discostino del 20% in valore assoluto dai ricavi previsti. Tale meccanismo, mai utilizzato per assenza dei presupposti, fornisce certezze sui ricavi e incentiva l'utilizzo ottimale delle capacità da parte dell'impresa di stoccaggio, cui sono assicurati maggiori ricavi in ragione dei maggiori volumi di stoccaggio. In tal modo l'impresa di stoccaggio può incrementare la redditività e conseguire una remunerazione del capitale investito fino al 20% maggiore rispetto a quella riconosciuta dall'Autorità, garantendo al contempo il trasferimento agli utenti degli ulteriori livelli di efficienza raggiunti dall'impresa.

La struttura della tariffa, in analogia con le esperienze più avanzate del settore, è articolata in due componenti fisse, una relativa all'impegno annuale di capacità (spazio occupato nel giacimento), l'altra alla massima capacità di erogazione richiesta in un giorno nel corso dell'anno, più una variabile, calcolata sulle quantità immesse ed estratte dal giacimento.

La tariffa di stoccaggio TS che si applica al servizio di stoccaggio di modulazione, al servizio di stoccaggio minerario e al servizio di stoccaggio strategico senza disponibilità di gas, è composta dalla somma dei corrispettivi previsti dalla seguente formula:

$$TS = S \cdot f_s + PMG \cdot f_p + (E^I + E^E) \cdot CVS$$

dove:

- il corrispettivo unitario f_s rappresenta la componente per il servizio di spazio ed è commisurata alla capacità S conferita all'utente;
- il corrispettivo unitario f_p rappresenta la componente per il servizio di disponibilità di punta giornaliera ed è commisurata alla capacità PMG conferita all'utente;
- il corrispettivo unitario CVS rappresenta la componente relativa all'energia iniettata ed erogata (E^I ed E^E).

I corrispettivi della tariffa di stoccaggio sono riferiti ad un servizio su base continua, per l'intero anno termico, dall'1 aprile al 30 marzo dell'anno successivo. Stogit ha previsto quale periodo di iniezione i mesi compresi tra aprile e ottobre incluso, mentre i rimanenti mesi sono dedicati all'erogazione, con un margine di flessibilità per il periodo 1-15 aprile e 15-31 ottobre, in cui gli utenti possono effettuare sia l'erogazione che l'iniezione.

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 vengono ridotti proporzionalmente alla durata del conferimento. Il corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione CVS, invece, non è soggetto a riduzioni in quanto destinato alla copertura dei costi variabili del servizio e quindi indipendente dalla durata del conferimento. Infine, agli eventuali servizi di disponibilità di punta giornaliera di tipo interrompibile l'impresa di stoccaggio applica tariffe ridotte definite su base negoziale, assicurando comunque trasparenza e imparzialità, in relazione alle varie e complesse tipologie di interrompibilità.

Nel caso particolare dello stoccaggio strategico, l'Autorità ha disposto che gli importatori potessero ottemperare all'obbligo previsto dal decreto legislativo n. 164/00, di destinare a stoccaggio il 10% di volume di gas importato da paesi non appartenenti all'Unione europea, mediante il pagamento di un corrispettivo per la messa a disposizione del gas già presente nei giacimenti di Stogit. Quest'ultima scelta regolatoria muoveva nella direzione di massimizzare la crescita della quota di mercato dei nuovi entranti, (che altrimenti avrebbero dovuto destinare il 10% delle proprie importazioni annue allo stoccaggio strategico), in omaggio ai principi della liberalizzazione e tenuto conto dei colli di bottiglia che ostacolano l'importazione di gas³.

La tariffa di stoccaggio TS_{cg} che si applica al servizio di stoccaggio strategico con disponibilità di gas offerta dall'impresa di stoccaggio, ovvero al servizio reso disponibile dalla Stogit con riferimento ai 5,1 miliardi metri cubi individuati dal Ministero della attività produttive quale riserva di stoccaggio strategico per gli anni compresi tra il 2001 e il 2005, è composta dalla somma dei corrispettivi previsti dalla formula:

$$TS_{cg} = S \cdot f_s + E_d \cdot f_d + E_{ni} \cdot f_{ni} + PMG \cdot f_p$$

dove:

³ Sulla criticità in termini concorrenziali della disposizione del decreto legislativo n. 164/00 relativa all'obbligo di destinare a stoccaggio un ammontare pari al 10 per cento delle importazioni da paesi extra Unione europea si veda anche la segnalazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. AS217 "Autorizzazione all'importazione di gas naturale dai paesi non appartenenti all'Unione europea" in Bollettino n. 28/2001.

- il corrispettivo unitario f_d rappresenta la componente per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico e risultante dal bilancio di chiusura del 2001 ed è commisurata alla capacità E_d conferita all'utente;
- il corrispettivo unitario f_{ni} rappresenta la componente per la messa a disposizione del gas acquisito dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico nell'anno solare iesimo, a partire dal 2002, messo a disposizione dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico ed è commisurata alla capacità E_{ni} conferita all'utente;
- S , f_s , PMG e f_p sono definiti sopra.

La disciplina tariffaria è stata elaborata dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi del servizio, indipendentemente dalla destinazione mineraria, strategica o di modulazione dello stesso servizio. Ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari, l'Autorità ha individuato i costi riconducibili alle attività svolte dall'impresa di stoccaggio per l'erogazione del servizio previsto, e in particolare:

- i costi di capitale (remunerazione e quota ammortamento) relativi al capitale investito in infrastrutture poste nel sottosuolo e di pertinenza dell'attività di stoccaggio e la remunerazione del valore del gas naturale destinato alla funzione di *cushion gas* e di *pseudo working gas*, ai fini del calcolo del corrispettivo di spazio, f_s ;
- i costi di remunerazione del valore del gas naturale detenuto dall'impresa ai fini di stoccaggio strategico e risultante dal bilancio di chiusura dell'esercizio 2001, ai fini del calcolo del corrispettivo per la messa a disposizione del gas di proprietà dell'impresa per lo stoccaggio strategico, f_d ;
- i costi di capitale (remunerazione e quota ammortamento) relativi al capitale investito in infrastrutture poste in superficie e di pertinenza dell'attività di stoccaggio, ai fini del calcolo del corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera, f_p ;
- i costi operativi riconosciuti, ai fini del calcolo del corrispettivo CVS relativo all'energia iniettata ed erogata.

Alle imprese che gestiscono giacimenti di stoccaggio non ancora a regime a pressioni inferiori alla pressione iniziale (è il caso dei giacimenti appartenenti ad Edison Stoccaggi), o ne sviluppano di nuovi, è riconosciuta la libertà di determinare autonomamente le proprie tariffe per tre anni o comunque fino al termine del periodo di regolazione, o in alternativa, di richiedere all'Autorità la determinazione delle tariffe per singolo campo oggetto dell'investimento.

L'Autorità ha riconosciuto la libertà tariffaria per favorire l'ampliamento delle capacità di stoccaggio e l'ingresso di nuovi operatori, permettendo di gestire con flessibilità l'offerta dei servizi nella fase di *start up*, caratterizzata da costi superiori per tutto il periodo di messa a regime, nonché per favorire la diffusione di nuovi servizi funzionali al mercato, in concorrenza con strumenti alternativi di flessibilità dell'offerta.

L'arco temporale stabilito per la libera determinazione delle tariffe risponde all'obiettivo di dare agli operatori un riferimento certo e un orizzonte temporale sufficientemente ampio a garanzia degli investimenti effettuati. Infatti l'adeguamento del giacimento esaurito all'attività di stoccaggio, sia in nuovi campi, sia in nuovi livelli

geologici di siti di stoccaggio sotterraneo esistenti, richiede investimenti ed implica generalmente costi marginali crescenti, nonché tempi di messa a regime non inferiori al termine del periodo di regolazione.

Ai sensi della deliberazione n. 26/02, Stogit ha inviato la propria proposta tariffaria per la determinazione delle tariffe per l'anno termico 2002-2003. L'Autorità ha però ritenuto necessario rigettarla, in quanto difforme ai criteri stabiliti nella stessa delibera. Pertanto, anche per assicurare gli utenti del sistema in concomitanza con l'avvio del nuovo anno termico, con la delibera n. 49/02, l'Autorità ha definito i corrispettivi unitari che compongono la tariffa di stoccaggio di Stogit, riportati nella tabella n. 4, in cui sono indicati anche i valori aggiornati in vigore nel corso del periodo di regolazione.

Tabella n. 4 – Corrispettivi unitari di stoccaggio di Stogit del primo periodo di regolazione

Tariffe per anno termico	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
f_s (Euro/GJ/anno)	0,257	0,256101	0,255461	0,253545
f_p (Euro/GJ/g/anno)	10,16	10,12444	10,099129	10,023386
f_d (Euro/GJ/anno)	0,163	0,166912	0,171085	0,169802
CVS (Euro/GJ)	0,092	0,091678	0,091449	0,090763

A differenza delle tariffe fissate liberamente da Stogit Spa per l'anno termico 2001-2002, che prevedevano la variabilità mensile del corrispettivo di iniezione e del corrispettivo di punta massima giornaliera di erogazione, le tariffe definite dall'Autorità con il provvedimento n. 26/02 sono costituite da corrispettivi annuali di capacità impegnata, sia per lo spazio che per la punta massima giornaliera di erogazione richiesta dall'utente, e da un corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione.

Non sono stati considerati nei costi operativi i costi variabili relativi al combustibile utilizzato per il funzionamento delle centrali di compressione e trattamento, che sono stati allocati in natura agli utenti del servizio.

Le tariffe di stoccaggio, determinate per l'anno termico 2002-2003 ai sensi della deliberazione n. 26/02, sono risultate significativamente inferiori a quelle transitoriamente definite dalla Stogit per l'anno termico 2001-2002. Sebbene le due strutture tariffarie (quella transitoriamente utilizzata da Stogit e quella definita dall'Autorità) non siano direttamente confrontabili, si può stimare una riduzione media di circa il 40%.

A partire dal 2001, data del primo conferimento di capacità di stoccaggio effettuato sulla base delle nuove regole istituite dal decreto legislativo n. 164/00, sono state richieste dagli operatori del settore capacità superiori alle capacità disponibili, come riportato nella figura n. 1. A fronte di questa consolidata situazione di carenza di disponibilità, dal 2001 ad oggi Stogit ha effettuato modesti potenziamenti delle capacità

di stoccaggio, che hanno interessato principalmente i due stoccaggi di Settala e di Ripalta, sebbene le concessioni già in esercizio risultino suscettibili di potenziamenti nel breve-medio periodo (3-4 anni), con lavori ai pozzi e agli impianti che consentirebbero di ottenere, in un primo tempo, l'aumento della disponibilità di punta per 16 Mmc/g, e, in un secondo tempo, l'aumento dello spazio per circa 2 Gmc e una ulteriore disponibilità di punta per ulteriori 8,5 Mmc/g.

Edison Stoccaggi ha avviato progetti di potenziamento dei suoi due piccoli stoccaggi di Collalto e di Cellino da completare entro il 2009, aumentandone progressivamente lo spazio di 0,65 Gmc e la disponibilità di punta di 7 Mmc/g (misurata all'inizio dello svuotamento).

La sicurezza del sistema del gas è risultata critica nel corso dell'inverno 2004-2005 quando il sistema gas ha dovuto far fronte ad una emergenza e ricorrere all'interruzione dei clienti interrompibili, alla massimizzazione delle importazioni e agli stoccaggi strategici, rivelando, in particolare, carenze in termini di disponibilità di punta di stoccaggio. I consumi di gas sono previsti in crescita nei prossimi anni e ciò contribuisce, in assenza di investimenti adeguati, ad aumentare la vulnerabilità del sistema.

Alla luce di quanto sopra riportato, per il secondo periodo di regolazione risulta fondamentale prevedere meccanismi di incentivazione dei nuovi investimenti, tali da garantire lo sviluppo delle capacità carenti.

1.8 Il codice di stoccaggio

La deliberazione n. 26/02 ha stabilito modalità transitorie di accesso al servizio, in modo da permettere l'avviamento del sistema e acquisire nel contempo l'esperienza necessaria per la definizione di un codice di stoccaggio rispondente alle esigenze degli utenti e dello sviluppo del mercato. Con la deliberazione 21 giugno 2005, n. 119/05, l'Autorità ha definito il sistema di garanzie per l'accesso al sistema nazionale di stoccaggio, e per l'erogazione dei relativi servizi. Il provvedimento favorisce lo sviluppo della concorrenza e ha introdotto specifiche previsioni al fine di meglio contribuire alla sicurezza del sistema gas. Le tutele disposte a favore degli utenti del servizio hanno l'obiettivo di limitare al massimo, pure in tale segmento, l'eventuale esercizio di potere di mercato del gruppo Eni già dominante anche in tutte le altre fasi della filiera di sistema.

La deliberazione n. 119/05 regola sia l'accesso ai servizi di stoccaggio di cui al decreto legislativo n. 164/00 (stoccaggio strategico, minerario e di modulazione), sia l'offerta di servizi diversi da quelli base, permettendo la negoziazione diretta tra le parti di eventuali servizi personalizzati, nel rispetto comunque dei criteri generali e del principio di non discriminazione, in quanto tali servizi rappresentano un'opportunità per l'impresa e per gli utenti di ottimizzare l'utilizzo dell'infrastruttura. L'introduzione di nuovi strumenti di flessibilità, già adottati in altri paesi in cui il servizio è stato liberalizzato, assume rilievo anche in ragione del crescente utilizzo del gas per la produzione elettrica.

La deliberazione n. 119/05 prevede che l'impresa di stoccaggio, relativamente ai servizi diversi da quelli base che intende offrire, i quali non soddisfano il requisito di consentire un efficace confronto concorrenziale con altri servizi disponibili sul mercato, potenzialmente sostituiti, presenta all'Autorità una proposta recante le condizioni economiche del

servizio, ai fini della loro approvazione. Il provvedimento inoltre prevede disposizioni in merito ai seguenti aspetti:

- offerta di servizi di tipo interrompibile;
- possibilità di trasferimento delle capacità di stoccaggio da un utente a un altro contestualmente al processo di *switching* (subentro di un soggetto a un altro nella fornitura di un cliente finale);
- possibilità di scambiare capacità e gas immesso in stoccaggio anche per la compensazione dei propri sbilanci nel sistema.

Per fronteggiare la scarsità della risorsa stoccaggio, dimostrata in particolare in occasione dell'emergenza climatica alla fine dello scorso inverno, la deliberazione n. 119/05 ha anche previsto:

- la definizione di un ordine di priorità in merito al conferimento della capacità di stoccaggio;
- corrispettivi di bilanciamento volti ad assicurare la tempestiva reintegrazione degli stoccaggi in caso di utilizzo di capacità superiore a quanto impegnato (e severe disposizioni per l'utilizzo non autorizzato della riserva strategica);
- dettagliate disposizioni per il coordinamento tra le imprese di stoccaggio e quelle di trasporto (anche al fine di conoscere le reali potenzialità del sistema), disponendo inoltre il costante monitoraggio delle prestazioni del sistema nel corso dell'anno.

2 L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE DELLO STOCCAGGIO

2.1 *Indirizzi di carattere generale*

Con la segnalazione al Parlamento e al Governo in materia di stoccaggi sotterranei di gas naturale del 3 agosto 2005 (di seguito: segnalazione 3 agosto 2005), che ha fatto riferimento alle conclusioni dell'istruttoria conoscitiva sul mercato del gas condotta congiuntamente dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dall'Autorità e agli esiti degli ulteriori e successivi accertamenti svolti sugli investimenti in capacità di stoccaggio, l'Autorità ha formulato osservazioni e proposte in materia di terzietà degli stoccaggi sotterranei di gas naturale in modo da assicurare condizioni per il loro tempestivo potenziamento nella misura necessaria per lo sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale e per la sicurezza del sistema energetico nazionale.

L'Autorità ha segnalato l'urgenza di realizzare investimenti in grado di rimuovere le condizioni che hanno portato all'attuale scarsità della capacità di stoccaggio e che hanno rilevanza negativa sia per l'apertura e lo sviluppo concorrenziale del mercato del gas che per la sicurezza del sistema energetico nazionale, evidenziando la carenza di offerta di capacità di stoccaggio sia per quanto riguarda lo spazio che per quanto riguarda la disponibilità di punta in erogazione.

La disponibilità di un servizio di stoccaggio rappresenta un prerequisito essenziale per i soggetti che operano nel mercato del gas in quanto fornisce la modulazione necessaria per adeguare l'offerta alle fluttuazioni tipiche della domanda ed è funzionale allo sviluppo di un mercato liberalizzato in quanto consente di offrire servizi rilevanti in uno scenario competitivo, quali ad esempio la possibilità di detenere il gas in attesa di migliori opportunità di mercato o di utilizzo di tale capacità in alternativa alla capacità di trasporto.

Inoltre la disponibilità di infrastrutture fisiche di stoccaggio adeguate all'incremento dei volumi intermediati costituisce il presupposto necessario affinché l'Italia possa diventare una base di scambio per i mercati internazionali di approvvigionamento e consumo e assuma il ruolo di *hub* a livello continentale.

Alla luce di quanto sopra evidenziato, si ritiene che ai fini della determinazione delle tariffe per il secondo periodo di regolazione, sia opportuno:

- assicurare la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio per incrementare la disponibilità di spazio e punta del sistema a copertura della domanda di stoccaggio per il sistema nazionale e, in prospettiva, in coerenza con lo sviluppo del mercato del gas in Europa, permettendo lo stoccaggio, sia fisico che virtuale, a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo;
- favorire una maggiore integrazione tra i mercati nazionali del gas a livello europeo, per contribuire allo sviluppo concorrenziale del settore e raggiungere maggiori livelli di sicurezza, perseguibili attraverso l'incremento della flessibilità del sistema, necessari per il soddisfacimento dei requisiti richiesti dalla Direttiva 2004/67/CE;

- tutelare il cliente finale prevedendo misure che non penalizzino le aree con minori dotazioni infrastrutturali, nel rispetto dei vincoli normativi imposti dal decreto legislativo n. 164/00.

2.2 Nuovi criteri di determinazione tariffaria

Sulla base degli indirizzi generali sopra richiamati e alla luce dell'esperienza maturata durante il primo periodo di regolazione, l'Autorità ha individuato le seguenti proposte, illustrate in dettaglio nei paragrafi successivi.

Con riferimento alla determinazione dei livelli tariffari:

- confermare i meccanismi della deliberazione n. 26/02 per la determinazione del capitale investito netto, non considerando gli *asset* per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico, abbia già coperto il valore lordo degli stessi;
- applicare un tasso di remunerazione del capitale investito "storico" (esclusi i nuovi investimenti) in linea con quanto adottato per le attività regolate del settore gas;
- determinare i costi operativi riconosciuti con riferimento alle spese effettivamente sostenute nell'esercizio 2004;
- incentivare i nuovi investimenti mediante il riconoscimento di una componente di ricavo addizionale, calcolata come somma della quota di ammortamento relativo a tali investimenti e della quota di remunerazione del valore dei medesimi, riconoscendo un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2004 e per una durata superiore al periodo di regolazione in funzione delle diverse tipologie di investimento;
- limitare l'applicazione del recupero di produttività alle sole componenti di costo riconosciuto relative ai costi operativi e agli ammortamenti;
- introdurre un meccanismo di aggiornamento dei ricavi relativi ai costi di capitale (remunerazione e quota ammortamento), che preveda un meccanismo di garanzia sui ricavi riconosciuti, inclusa la remunerazione dei nuovi investimenti effettuati;
- mantenere l'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi per i consumi tecnici relativi alle fasi di iniezione ed erogazione;
- rivedere i meccanismi di ripartizione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento.

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria:

- modificare l'attuale allocazione dei costi riconosciuti ai corrispettivi tariffari per una migliore caratterizzazione del costo del servizio di stoccaggio e per salvaguardare le prestazioni del sistema;
- prevedere una tariffa unica nazionale e al contempo un meccanismo di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi riconosciuti ad ogni impresa, superando la previsione di una tariffa differenziata per i giacimenti non a regime;
- confermare i corrispettivi previsti per il primo periodo di regolazione, proponendo alcune integrazioni e modifiche;

- regolare tutti i servizi di stoccaggio, in coerenza con quanto disposto dalla deliberazione n. 119/05.

Inoltre, in sede di determinazione dei criteri tariffari per l'attività di stoccaggio, si ritiene opportuno prevedere alcune modifiche e integrazioni ai criteri tariffari dell'attività di trasporto disciplinati dalla deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05, ed in particolare valutare:

- l'eventuale introduzione di un corrispettivo di capacità di trasporto in fase di iniezione (*exit* dal trasporto verso stoccaggio), che permetterebbe una migliore allocazione dei costi del trasporto;
- l'integrazione nelle tipologie di nuovi investimenti previste dall'articolo 4 della deliberazione n. 166/05 con gli impianti di *peak shaving*, che permettono la rapida disponibilità di capacità di trasporto addizionali nei momenti di maggior richiesta dal mercato.

2.3 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi

La determinazione del vincolo sui ricavi rappresenta il riferimento nel rispetto del quale gli operatori possono fissare le tariffe di stoccaggio.

Ai sensi dell'articolo 23, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00 il vincolo sui ricavi dell'attività di stoccaggio deve garantire sia la copertura dei costi operativi che di quelli di capitale, oltre a una congrua remunerazione del capitale investito.

Sono quindi valutati:

- il livello di investimento riconosciuto ai fini regolatori;
- il rendimento sul capitale investito netto;
- gli ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di stoccaggio;
- i costi operativi riconosciuti per l'esercizio economico.

2.3.1 La determinazione del capitale investito

Per ciascuna impresa di stoccaggio, il capitale investito netto riconosciuto per l'attività di stoccaggio all'inizio del nuovo periodo regolatorio sarà calcolato con il metodo del costo storico rivalutato, tenuto conto degli investimenti realizzati nel corso del primo periodo, delle dismissioni effettuate e dei contributi percepiti da terzi, senza considerare rivalutazioni o svalutazioni.

Ai fini della valutazione del capitale investito netto di pertinenza dell'attività di stoccaggio nelle concessioni in esercizio, si propone di confermare le categorie di cespiti e la durata convenzionale tariffaria previste per il primo periodo di regolazione ad eccezione delle modifiche relative alla distinzione delle centrali di trattamento dalle centrali di compressione e all'adeguamento della durata convenzionale della categoria fabbricati a quanto previsto per il settore elettrico e per il settore del trasporto e della distribuzione gas.

Relativamente alla determinazione del capitale investito netto, si ritiene opportuno utilizzare il dettaglio delle categorie di cespiti e le durate convenzionali tariffarie delle infrastrutture proposte in tabella n. 5, salvo per i fabbricati e le centrali di trattamento

iscritti a bilancio fino all'anno 2004, per i quali per garanzia di continuità con il primo periodo di regolazione si utilizza una durata convenzionale rispettivamente pari a 50 e 20 anni.

Tabella n. 5 - Categorie di cespiti e durate convenzionali delle infrastrutture

<i>Categorie di cespiti</i>	<i>Durata convenzionale deliberazione n. 26/02 [anni]</i>	<i>Durata convenzionale proposta [anni]</i>
Pozzi	60	60
Fabbricati	50	40
Condotte	40	40
Centrali di compressione	20	20
Centrali di trattamento	20	25
Altre immobilizzazioni	10	10

Per la rivalutazione del costo storico dei cespiti, si intende confermare l'utilizzo del 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.

Per quanto riguarda il gas naturale di proprietà dell'impresa di stoccaggio presente nei giacimenti attivi, economicamente estraibile con le infrastrutture esistenti, al netto del volume di gas la cui estrazione non risulta possibile per motivi tecnico-minerari o in base a disposizioni emanate dal Ministero delle attività produttive, o in forza di vincoli ambientali o territoriali, si propone di confermare il criterio di valorizzazione utilizzato nel primo periodo di regolazione, ovvero il riferimento al costo storico del gas iscritto a bilancio, eventualmente rivalutato sulla base di un opportuno indice. Il gas ai fini tariffari non è oggetto di ammortamento.

La deliberazione n. 26/02 ha previsto la definizione del capitale investito netto con riferimento all'attivo immobilizzato, ponendo pari a zero il valore del capitale circolante netto in quanto dall'analisi dei dati di bilancio al 31 dicembre 1999, risultava di importi non significativi.

In analogia a quanto previsto dalla disciplina tariffarie per l'attività di trasporto del gas e per l'attività di rigassificazione del Gnl, si ritiene opportuno riconoscere alle imprese di stoccaggio un valore di capitale circolante netto forfettario pari all'1% del valore dell'attivo immobilizzato netto.

Punto di discussione n. 1. Si condivide la metodologia proposta per il calcolo del capitale investito netto riconosciuto?

Punto di discussione n. 2. Si condivide la metodologia proposta per il calcolo della valorizzazione del gas immobilizzato? Si ritiene opportuno procedere alla rivalutazione del costo storico del gas iscritto a bilancio? In caso di risposta affermativa, quale indice di rivalutazione si propone e per quale motivo?

Punto di discussione n. 3. Si condivide la proposta di riconoscere il capitale circolante netto in maniera forfettaria? Si concorda con il valore proposto? In alternativa, quale valore si propone e per quale motivo?

2.3.2 Il tasso di remunerazione del capitale investito

Coerentemente con le decisioni adottate per il primo periodo regolatorio, anche per il secondo periodo di regolazione, ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito netto, si intende applicare un tasso di remunerazione che assicuri alle imprese di stoccaggio le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito.

Il tasso di remunerazione è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione comparabile a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con un analogo profilo di rischio.

L'Autorità intende determinare il tasso di rendimento del capitale avendo a riferimento la stessa formula utilizzata per l'attività di trasporto del gas e rigassificazione del Gnl per determinare un tasso reale *pre-tax*:

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

dove:

- Ke è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- Kd è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- 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.

Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio si intende utilizzare anche per il nuovo periodo regolatorio il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

Il CAPM ipotizza che ad ogni singolo investimento sia associata una parte di rischio che è caratteristica di quella specifica attività e che può essere eliminata attraverso la diversificazione degli investimenti ed una parte che non può essere eliminata poiché comune all'intero mercato, definita rischio sistematico.

Secondo il CAPM il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più basso/alto quanto minore/maggiore è la sensibilità dell'attività ai movimenti del mercato; di conseguenza, dal momento che la remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per l'esposizione al rischio

sistematico, anche il premio rispetto alle attività prive di rischio risulterà funzione di tale sensibilità.

Il rendimento atteso dall'investimento in una attività è determinato dal CAPM come:

$$r_i = r_f + MRP \cdot \beta_{levered}$$

dove:

- r_f è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- MRP (o *market risk premium*) rappresenta il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
- $\beta_{levered}$ (o *equity beta*) è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

Con riferimento al parametro relativo al rendimento delle attività prive di rischio si intende considerare la media di 12 mesi dei rendimenti lordi dei titoli di Stato a lungo termine (decennali). Tale scelta, tra l'altro, appare in linea con quanto adottato sia per la determinazione del tasso di remunerazione dell'attività di trasporto, rigassificazione e di distribuzione del gas che per le attività di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, nonché con le indicazioni contenute nella legge 27 ottobre 2003, n. 290.

Si ritiene inoltre che il riferimento a un lasso temporale di 12 mesi rappresenti un ragionevole punto di equilibrio tra l'esigenza di sterilizzare gli effetti di situazioni contingenti e il mantenimento del valore prospettico del rendimento di titoli di lungo periodo.

Il premio per il rischio di mercato è il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. In un'ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel settore gas, si intende confermare un valore di MRP pari al 4%.

Il livello di rischio sistematico dell'attività è rappresentato dal coefficiente $\beta_{levered}$, che misura la volatilità del rendimento delle attività regolamentate rispetto al rendimento medio di mercato. In base alla prassi corrente tale coefficiente può essere determinato sulla base di serie storiche rilevate quotidianamente, settimanalmente o mensilmente e che fanno riferimento ad un periodo di rilevazione che varia solitamente dai tre ai cinque anni. Tuttavia se l'impresa non è quotata non è possibile calcolare il coefficiente $\beta_{levered}$ partendo dalle osservazioni di mercato.

Attualmente, sia in Europa che negli Stati Uniti non si rilevano società quotate in borsa che svolgono unicamente l'attività di stoccaggio del gas in quanto la prevalenza delle imprese risulta verticalmente integrata. In mancanza di dati di borsa relativi alla rischiosità della sola attività di stoccaggio si potrebbe individuare l'indice del rischio specifico dell'attività di stoccaggio valutando il differenziale di β di due campioni di imprese quotate, opportunamente definite, dove nel primo campione vi rientrano società che svolgono le sole attività di trasporto e distribuzione del gas, mentre nel secondo campione vi rientrano società che oltre alle attività di trasporto e distribuzione svolgono anche l'attività di stoccaggio del gas.

In alternativa, si potrebbe valutare la rischiosità dell'attività di stoccaggio tenendo conto delle specificità dell'attività (rischio minerario, durata della concessione, rischio climatico), alla luce delle proposte di modifica dell'assetto tariffario (garanzia dei ricavi, tariffa unica nazionale) riconoscendo implicitamente una differente rischiosità di tale attività rispetto a quella del trasporto.

Durante il primo periodo di regolazione era stato definito un rapporto tra debito e capitale di rischio pari 0,48, auspicando che nel corso del periodo di regolazione il suddetto rapporto di indebitamento aumentasse in coerenza a quanto osservato a livello internazionale.

Il costo dell'indebitamento finanziario 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 che, in estrema sintesi, esprime il costo medio atteso del debito di un'azienda al netto dello scudo fiscale consentito dalla deducibilità degli interessi passivi, secondo la formula :

$$K_D = r_f + DRP$$

dove:

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

Per quanto riguarda il tasso privo di rischio si rinvia alla sezione precedente. Per il calcolo del DRP, che misura il differenziale che le aziende del settore devono mediamente pagare per finanziare con capitale di debito le proprie attività, l'Autorità intende riconoscere uno *spread* pari a quello di altri provvedimenti già adottati dall'Autorità per gli altri servizi regolati.

Punto di discussione n. 4. *Quale metodo si ritiene opportuno utilizzare ai fini del calcolo del parametro β ? Con riferimento alla proposta di individuare due campioni di società per valutare il parametro β , quali campioni si propongono e per quale motivo?*

Punto di discussione n. 5. *Quale livello di indebitamento, anche tenendo conto degli investimenti futuri, si ritiene opportuno utilizzare nel secondo periodo di regolazione e per quale motivo?*

2.3.3 La determinazione della quota di ammortamento

Per ciascuna impresa di stoccaggio, la quota relativa agli ammortamenti economico-tecnici viene definita con riferimento alle durate convenzionali tariffarie definite dall'Autorità per ciascuna categoria di cespiti.

Il calcolo della quota si effettua mediante la somma delle quote di ammortamento relative alle singole categorie di immobilizzazioni, ottenute ripartendo il capitale investito lordo relativo ai cespiti per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico non abbia già coperto il valore lordo degli stessi, per la durata indicata.

Per quanto riguarda le infrastrutture di pertinenza dell'attività di stoccaggio si propone di confermare le categorie di cespiti e la durata convenzionale tariffaria previste per il primo periodo di regolazione ad eccezione delle seguenti modifiche:

- distinzione della categoria di cespiti relativa alle centrali di trattamento, utilizzate nella sola fase di erogazione del gas da stoccaggio, alle quali riconoscere una durata convenzionale di 25 anni;
- modifica della durata della categoria fabbricati, da 50 a 40 anni, in analogia con quanto previsto per il settore elettrico e per il settore del trasporto e della distribuzione gas.

Relativamente alle immobilizzazioni in terreni e gas, l'Autorità non prevede il riconoscimento della quota di ammortamento in quanto tali *asset* non sono soggetti ad obsolescenza e non decrementano il proprio valore in funzione dell'utilizzo.

In tabella n. 9 è riportato il prospetto riassuntivo delle categorie di cespiti e delle convenzionali tariffarie delle infrastrutture proposte per il nuovo periodo di regolazione.

Punto di discussione n. 6. Si ritengono condivisibili le durate convenzionali delle infrastrutture proposte per il calcolo degli ammortamenti economici-tecnici? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quali alternative si suggeriscono?

2.3.4 La determinazione dei costi operativi riconosciuti

La componente dei costi operativi riconosciuti comprende tutte le spese ricorrenti, di carattere operativo e generale, attribuibili all'attività di stoccaggio svolta in campi attivi, effettivamente sostenute nell'esercizio 2005, al netto degli oneri relativi alle quantità di gas naturale necessarie all'espletamento delle fasi di iniezione di erogazione o di entrambe, degli oneri attribuibili ai ricavi compensativi e alle attività capitalizzate, e in particolare:

- costo del personale;
- costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;
- costi per servizi e prestazioni esterne;
- costi per chiusure minerarie;
- altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o su base straordinaria.

Non vanno invece considerate, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, gli oneri finanziari, le rettifiche di valori di attività finanziarie e i proventi straordinari.

In analogia con gli altri servizi regolati, ai fini della determinazione dei costi operativi da riconoscere all'inizio del terzo periodo di regolazione, l'Autorità intende prevedere l'applicazione del criterio del *profit sharing*, ripartendo equamente tra utenti del servizio e imprese di stoccaggio i recuperi di produttività registrati al termine del secondo periodo di regolazione.

Punto di discussione n. 7. Si concorda sulla proposta relativa alla determinazione dei costi operativi? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quali alternative si suggeriscono?

Punto di discussione n. 8. Si concorda con la proposta di mantenere anche per il secondo periodo di regolazione che il gas relativo ai consumi tecnici delle centrali di trattamento e compressione sia allocato in natura agli utenti del servizio? Quali alternative si suggeriscono?

Punto di discussione n. 9. Si concorda con la proposta di applicare il criterio del profit sharing ai costi operativi al termine del secondo periodo di regolazione? In caso di risposta negativa, per quali motivi?

Punto di discussione n. 10. In caso di applicazione del meccanismo del profit sharing, si ritiene condivisibile il livello del 50% per la ripartizione dei benefici tra utenti del servizio e imprese di stoccaggio? In alternativa quale valore si propone e per quale motivo?

2.4 Ripartizione dei ricavi

La ripartizione dei ricavi è il presupposto per la determinazione dei corrispettivi tariffari. Alla luce dell'esperienza maturata e degli obiettivi individuati di promozione dello sviluppo del sistema, si ritiene opportuno procedere alla ripartizione dei ricavi in due quote, una relativa ai corrispettivi di impegno di capacità di stoccaggio, *capacity*, soggetta a garanzia, e l'altra relativa ai corrispettivi variabili applicati all'energia movimentata nel periodo, *commodity*.

Si propone che la quota di *capacity* sia dimensionata con riferimento ai costi di capitale riconosciuti all'impresa (remunerazione del capitale investito netto e quota ammortamento), attribuendo alla quota di *commodity* i costi operativi riconosciuti.

Tale ripartizione permette di individuare un duplice meccanismo:

- la garanzia all'impresa di stoccaggio di copertura di una quota prevalente dei ricavi;
- l'incentivazione a promuovere il più elevato utilizzo delle infrastrutture lasciando alle imprese di stoccaggio i maggiori ricavi derivanti dall'espansione dei quantitativi movimentati.

Per un miglioramento della *cost reflectivity*, si propone di distinguere le infrastrutture relative alla due fasi del ciclo annuale di iniezione ed erogazione e di attribuire i costi delle infrastrutture pozzi e condotte ai corrispettivi di punta di iniezione ed erogazione in misura paritaria (al posto dell'attribuzione al corrispettivo di spazio prevista nel primo periodo di regolazione), in quanto il dimensionamento dei pozzi di iniezione/erogazione di un giacimento avviene con riferimento alle prestazioni di punta.

Inoltre, si propone l'attribuzione al corrispettivo di punta di erogazione dei costi del *pseudo working gas* in quanto l'immobilizzazione di tale quantitativo di gas risulta

riconducibile all'esigenza di garantire prestazioni di punta al sistema. Tale modifica permetterebbe una maggiore valorizzazione del corrispettivo tariffario relativo alla punta di erogazione del sistema, a tutela delle prestazioni del sistema che risultano una risorsa particolarmente scarsa.

Alla luce delle valutazioni sopra riportate, si propone che ogni impresa di stoccaggio, all'inizio del secondo periodo di regolazione, suddivida i propri ricavi complessivi di riferimento, RS , nelle quote di ricavo di seguito descritte:

- a) RS^S è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo di spazio di stoccaggio, costituita dai costi di capitale relativi a pozzi per il monitoraggio e per la reiniezione delle acque reflue, terreni, fabbricati, altre immobilizzazioni e al *cushion gas* immobilizzato;
- b) RS^{PE} è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione, costituita dai costi di capitale relativi a centrali di trattamento, al 50% dei pozzi per l'iniezione e l'erogazione e delle condotte e al *pseudo working gas* immobilizzato;
- c) RS^{PI} è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione, costituita dai costi di capitale relativi a centrali di compressione, al 50% dei pozzi per l'iniezione e l'erogazione e delle condotte;
- d) RS^D è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo di messa a disposizione del gas detenuto da parte dell'impresa di stoccaggio ai fini del servizio di stoccaggio strategico di gas naturale e risultanti dal bilancio di chiusura del 2005, costituita dai costi di capitale relativi al suddetto gas;
- e) RS^E è la quota parte dei ricavi attribuita ai corrispettivi variabili di iniezione ed erogazione, costituita dai costi operativi riconosciuti.

Punto di discussione n. 11. Si ritiene condivisibile la ripartizione proposta per la determinazione delle quote di ricavi? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quali alternative si suggeriscono?

2.5 Il trattamento dei nuovi investimenti: incentivi alle nuove infrastrutture di stoccaggio e nuova capacità

Come indicato nel precedente paragrafo 2.1, lo sviluppo delle infrastrutture esistenti nonché la realizzazione di nuove infrastrutture costituiscono una condizione necessaria per favorire il processo di liberalizzazione del gas.

L'Autorità ritiene pertanto necessario fornire adeguati incentivi allo sviluppo delle infrastrutture e alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio coerente con le esigenze di sviluppo della domanda, garantendo la remunerazione dei nuovi investimenti effettuati nel rispetto di criteri di economicità ed efficienza.

Alla luce di quanto sopra, agli investimenti che saranno effettuati nel corso del secondo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2005, si intende riconoscere una componente di ricavo addizionale $RSNI_t$, che remunererà in misura maggiore, rispetto a quanto già previsto per il capitale investito determinato ai sensi del paragrafo 2.3.1, il valore degli incrementi patrimoniali relativi ai nuovi investimenti, compatibili con

l'efficienza e la sicurezza del sistema e coerenti con criteri di economicità, realizzati ed entrati in esercizio annualmente.

Tenuto conto che i nuovi investimenti realizzabili dalle imprese di stoccaggio presentano un livello di rischio differente, e contribuiscono in misura differente agli obiettivi sopra descritti, verranno riconosciuti trattamenti differenziati, su archi temporali diversi, in funzione della tipologia degli investimenti effettuati.

Pertanto, ogni impresa di stoccaggio per ciascun anno del periodo di regolazione successivo al primo, calcola una componente di ricavo addizionale $RSNI_t$, mediante la seguente formula:

$$RSNI_t = NI_t \times (rT_{06-10} + rT_{06-10}^{NI}) + AMM_{NI_t}$$

dove:

- NI_t è il valore degli investimenti compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e coerenti con criteri di economicità, realizzati nell'esercizio $t-1$, ovvero negli anni del periodo regolatorio che precedono l'anno termico t , riportati sui bilanci pubblicati, al netto di eventuali contributi o finanziamenti ricevuti da pubbliche amministrazioni;
- rT_{06-10} è il tasso reale pre-tasse di remunerazione del capitale investito netto definito per il secondo periodo di regolazione ai sensi del paragrafo 2.3;
- rT_{06-10}^{NI} è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il secondo periodo di regolazione, riconosciuto alle diverse tipologie di nuovi investimenti, compreso tra 0 e 3%;
- AMM_{NI_t} è la quota di ammortamento riconosciuta a fronte dei nuovi investimenti effettuati, sulla base delle durate convenzionali tariffarie stabilite per ogni categoria di cespiti, come riportate nella tabella n. 9. Tale riconoscimento degli extra ammortamenti è giustificato dall'entità dei nuovi investimenti possibili.

Tenuto conto che i nuovi investimenti realizzabili dalle imprese di stoccaggio sono classificabili in tipologie che presentano livelli di efficienza e di rischio differenti, si propone il riconoscimento di incrementi del tasso di remunerazione differenziati in funzione della tipologia degli investimenti effettuati, su archi temporali diversi con durate anche superiori al periodo di regolazione.

Una possibile classificazione dei nuovi investimenti, a cui attribuire incrementi del tasso e durata del riconoscimento via via crescenti, è la seguente:

- 1) investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione della capacità di stoccaggio, in cui rientrano quelli destinati alla sicurezza e alla qualità, a cui non dovrebbero essere riconosciuti incrementi del tasso di remunerazione (investimenti di sostituzione);
- 2) investimenti destinati al miglioramento dell'efficienza dell'attività di stoccaggio, misurata in termini di rapporto tra *working gas* e somma del *working gas*, *pseudo-working gas* e *cushion gas*, quali:
 - o utilizzo di gas inerti per la formazione del *cushion gas*;

- interventi che permettono la riduzione delle perdite o degli spillamenti di gas dal giacimento;
 - implementazione di tecniche di modellizzazione dei giacimenti per l'ottimizzazione delle prestazioni dei giacimenti di stoccaggio;
- 3) investimenti destinati in prevalenza al potenziamento delle capacità di spazio di stoccaggio nei siti esistenti;
 - 4) investimenti destinati in prevalenza al potenziamento delle capacità di punta di iniezione/erogazione da stoccaggio nei siti esistenti, quali ad esempio:
 - potenziamento delle infrastrutture di sottosuolo (mediante l'infittimento dei pozzi per l'erogazione/iniezione del gas, la realizzazione di pozzi orizzontali o *multi drain*, altri interventi finalizzati all'incremento della portata dei pozzi);
 - potenziamento delle capacità delle *facilities* di superficie (impianti di trattamento/compressione del gas, condotte, etc);
 - 5) realizzazione di nuovi siti di stoccaggio la cui titolarità della concessione è già stata assegnata o è in fase di assegnazione da parte del Map.

Gli investimenti riconosciuti sono quelli risultanti dal bilancio d'esercizio, anche se relativi ad *asset* non ancora entrati in esercizio e ricomprendono anche l'eventuale *cushion gas* iniettato ai fini dello sviluppo, valutato con riferimento al costo effettivo sostenuto per l'acquisto del gas, entro un tetto massimo costituito dalla media dell'indice QE dell'anno di immissione. L'impresa di stoccaggio sarà tenuta a dimostrare che il prezzo pagato è stato formulato sulla base di condizioni trasparenti e di mercato.

In coerenza con quanto previsto dalle deliberazioni n. 26/02 e n. 119/05 le eventuali quantità aggiuntive acquistate per il servizio di stoccaggio strategico dall'impresa di stoccaggio sono valorizzate al costo effettivo di aggiudicazione dell'asta.

Agli investimenti sarà riconosciuto l'incentivo tariffario purché coerenti con i programmi di sviluppo che dovranno essere appositamente trasmessi annualmente all'Autorità e al Ministero delle attività produttive, 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 delle attività produttive ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 164/00.

La componente di ricavo riconducibile all'incremento del tasso di remunerazione riconosciuto ai nuovi investimenti effettuati nell'arco del secondo periodo di regolazione verrà riconosciuta per la durata del secondo periodo di regolazione, con riferimento agli investimenti di mantenimento, mentre per i nuovi investimenti di potenziamento del sistema e relativi a nuove infrastrutture tale componente di ricavo sarà riconosciuta per un arco temporale compreso tra 5 e 10 anni.

I ricavi aggiuntivi riconosciuti a fronte dei nuovi investimenti confluiscono nei ricavi di *capacity*, soggetti a garanzia, assicurando la piena remunerazione degli investimenti effettuati. L'impresa di stoccaggio ripartisce i suddetti ricavi tra le diverse quote di ricavo attribuite ai corrispettivi di impegno di capacità, di seguito elencate:

- RS^{SN} , relativa al corrispettivo di spazio;
- RS^{PIN} , relativa al corrispettivo di punta di iniezione;
- RS^{PEN} , relativa al corrispettivo di punta di erogazione;
- RS^{DN} , relativa al corrispettivo di messa a disposizione del gas ai fini dello stoccaggio strategico .

Le voci di ricavo RS^{SN} , RS^{PIN} , RS^{PEN} , RS^{DN} , vengono rispettivamente sommate alle voci di ricavo RS^S , RS^{PI} , RS^{PE} , RS^D , al fine della determinazione dei corrispettivi di stoccaggio.

Per quanto riguarda i costi operativi derivanti dai nuovi investimenti si evidenzia che con riferimento alle tipologie 1, 2 e 3 e 4 i maggiori quantitativi iniettati ed erogati a seguito dei medesimi potenziamenti remunerano gli eventuali costi incrementali.

Con riferimento alla tipologia 5, l'impresa di stoccaggio può richiedere il riconoscimento di una componente di ricavo addizionale CO_{NI-1} riconducibile ai costi incrementali generati dai suddetti investimenti, sottoposti a verifica dell'Autorità.

Punto di discussione n. 12. Si ritiene condivisibile la proposta relativa al riconoscimento dei nuovi investimenti nell'attività di stoccaggio? In caso di risposta negativa per quale motivo? Quale metodologia alternativa e quali criteri si propongono e per quale motivo?

Punto di discussione n. 13. Si ritiene condivisibile la proposta relativa alla durata del riconoscimento della componente di ricavo riconducibile all'incremento del tasso di remunerazione per i nuovi investimenti in funzione della loro tipologia? In caso di risposta negativa, per quale motivo e quali alternative si propongono?

2.6 Nuove imprese di stoccaggio e incrementi delle capacità disponibili

Le imprese che avviano nel secondo periodo di regolazione l'attività di stoccaggio attraverso nuovi giacimenti calcolano annualmente i ricavi di riferimento come previsto al paragrafo 2.1, sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico cui si riferisce il calcolo, tenuto conto dell'incremento di remunerazione di cui al paragrafo 2.5.

Per i primi tre anni di attività e comunque fino al termine del secondo periodo di regolazione, i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità: la proposta deve essere supportata sia da un confronto con altre realtà similari sia da un'evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.

Per il quarto anno i costi operativi sono calcolati a partire dal bilancio d'esercizio sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 311/01. Per gli anni termici successivi, le nuove imprese di stoccaggio aggiornano i ricavi di riferimento come previsto dal paragrafo 2.8.

Al fine di promuovere lo sviluppo di capacità di stoccaggio, l'Autorità intende prevedere la definizione di una tariffa unica nazionale e l'introduzione di un

meccanismo di aggiornamento dei ricavi che garantisca alla singola impresa il recupero del proprio ricavo di *capacity* (remunerazione del capitale e quota ammortamento), anche nel caso di non utilizzo dei giacimenti. I ricavi di riferimento sono ripartiti come previsto al paragrafo 2.4 e le tariffe di stoccaggio dei nuovi giacimenti sono articolate secondo i criteri previsti al capitolo 3.

La legge n. 239/04 prevede l'esenzione dal diritto di accesso dei terzi, accordata caso per caso per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80% della nuova capacità, ai soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, o in significativi potenziamenti delle capacità esistenti. Analogamente a quanto previsto per la realizzazione di nuovi terminali di Gnl, si propone che la sopra richiamata forma di garanzia riconosciuta dalla disciplina tariffaria sia complementare al diritto di esenzione. La tariffa nazionale sarà calcolata a partire dai ricavi totali a prescindere dal regime di esenzione, fermo restando i rapporti negoziati tra le parti, e applicata alla capacità non oggetto del diritto di allocazione.

Punto di discussione n. 14. Si ritiene condivisibile la proposta di calcolo dei ricavi di riferimento per le nuove imprese di stoccaggio avviate nel secondo periodo di regolazione? In caso di risposta negativa, per quale motivo?

2.7 Ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento degli stoccaggi

Con riferimento ai ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi tariffari, la deliberazione n. 119/05 prevede che tali ricavi siano ripartiti *pro quota* tra gli utenti del sistema.

Per il secondo periodo di regolazione si propone che i suddetti ricavi siano portati in detrazione dai ricavi di riferimento dell'impresa di stoccaggio, in analogia a quanto previsto dalla disciplina tariffaria del trasporto del gas e della rigassificazione, nel rispetto del meccanismo proposto per l'aggiornamento della quota di ricavi di *capacity*.

Punto di discussione n. 15. Si ritiene condivisibile prevedere la detrazione dei ricavi relativi ai corrispettivi di bilanciamento dai ricavi di riferimento in sede di aggiornamento tariffario? In caso di risposta negativa, per quale motivo?

Punto di discussione n. 16. In alternativa a quanto proposto, si ritiene percorribile l'ipotesi di una ripartizione dei suddetti ricavi tra gli utenti del sistema diversi dall'utente che li ha corrisposti? In caso di risposta negativa, per quale motivo?

2.8 Aggiornamento annuale

Come già illustrato nei precedenti paragrafi, si propone che per il secondo periodo di regolazione la quota di ricavi di *capacity*, costituita dai ricavi relativi alla remunerazione del capitale investito netto e alla quota ammortamento riconosciuta, sia garantita anche se soggetta a un meccanismo di aggiornamento.

L'aggiornamento di tale quota avviene:

- per la quota relativa al capitale investito mediante il ricalcolo annuale del capitale investito netto;
- per la quota relativa all'ammortamento mediante l'applicazione del *price cap*.

La rimanente quota di ricavi di *commodity*, rappresentativa dei costi operativi riconosciuti, è aggiornata con il meccanismo del *price cap*, in modo da lasciare all'impresa di stoccaggio i rischi e le opportunità derivanti dall'oscillazione della domanda.

In questo modo si offre alle imprese un'elevata garanzia di copertura dei costi, ma le si rende comunque partecipe dei rischi e delle opportunità legate allo sviluppo della domanda, incentivando altresì le imprese a promuovere il più elevato utilizzo delle infrastrutture, che è remunerato ad un ricavo marginale superiore al costo marginale.

Tenuto conto di quanto previsto all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95 e in analogia a quanto indicato dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, in sede di aggiornamento il recupero di produttività verrà applicato alle sole componenti del vincolo relative ai costi di gestione e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione.

Pertanto, per la quota parte dei ricavi garantita, a partire dalla quale si calcolano i corrispettivi di capacità di stoccaggio, si procede ad un ricalcolo della remunerazione riconosciuta, $RS_{capitale}$, mediante aggiornamento annuale del capitale investito netto esistente al 31 dicembre 2005, tenuto conto dell'inflazione e delle dismissioni eventualmente effettuate dall'impresa nel corso del periodo, sulla base dei criteri proposti nel paragrafo 2.3 e della durata convenzionale tariffaria proposte nella tabella n. 9 per il calcolo del fondo ammortamento relativo agli anni successivi al 2005. La quota di ammortamento, RS_{amm} , viene aggiornata tenuto conto dell'inflazione e del recupero di produttività definito per l'attività di stoccaggio.

Per quanto riguarda invece il corrispettivo variabile relativo all'energia movimentata, calcolato il primo anno del secondo periodo di regolazione con riferimento alla quota parte di ricavi RS^E , si procede all'aggiornamento annuale con il metodo del *price cap* sulla base della seguente formula:

$$CVS_t = CVS_{t-1} (1 + I_{t-1} - RP_v + Y + Q + W)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- RP_v è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività per la quota di costo legata all'energia movimentata;
- CVS è il corrispettivo variabile come definito al paragrafo 3.7;
- Y è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo;

- Q è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di eventuali recuperi di qualità rispetto a standard prefissati;
- W è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di eventuali nuove attività volte al controllo della domanda e all'uso efficiente delle risorse.

Per quanto riguarda la componente di ricavo addizionale $RSNI_t$, quest'ultima viene aggiornata ogni anno:

- determinando il valore cumulato dei nuovi investimenti NI con la stessa metodologia del costo storico rivalutato prevista per il calcolo del capitale investito netto. Il nuovo valore di NI è pertanto dato dal valore degli incrementi patrimoniali, tenuto conto dell'inflazione, del fondo ammortamento relativo ai soli cespiti entrati in esercizio calcolato sulla base delle durate convenzionali tariffare di cui al paragrafo 2.3 e dei contributi pubblici percepiti;
- sottoponendo al meccanismo del *price cap* la quota $AMM_{NI,t-1}$ sulla base della seguente formula:

$$AMM_{NI,t} = AMM_{NI,t-1} + AMM_{NI,t-2} (1 + I_{t-1} - RP_S + Y + Q + W)$$

dove Y, Q e W assumono il significato descritto in precedenza.

L'Autorità intende definire i coefficienti di recupero di produttività con riferimento:

- alla prevista dinamica di sviluppo dei costi unitari per effetto del previsto aumento delle quantità movimentate atteso per i prossimi anni, nonché dei piani di sviluppo della infrastrutture di stoccaggio;
- ai recuperi realizzati dalle imprese di stoccaggio nel periodo precedente;
- all'esame comparativo dei recuperi di produttività richiesti da altri regolatori europei e dei relativi livelli di costo efficienti, secondo la *best practice* in uso;
- all'esistenza di ulteriori margini per il recupero di efficienza, attraverso un uso più efficiente delle infrastrutture esistenti.

Si ricorda, infatti, che la definizione di un obiettivo di recupero di produttività incentiva le imprese al raggiungimento dei costi efficienti, stimolando le imprese ad attivare azioni di riduzione dei costi con obiettivi ad effetti anche superiori al tasso prefissato dall'Autorità, al fine di trattenere i maggiori recuperi di produttività all'interno dell'impresa stessa a titolo di profitto.

Al fine di garantire ad ogni impresa di stoccaggio il recupero dei propri ricavi di *capacity* di riferimento, si prevede la definizione di un meccanismo di perequazione e di conguaglio, illustrato al paragrafo 3.8.

La somma dei valori aggiornati di $RS_{capitale}$, RS_{amm} e $RSNI$ costituisce la componente di ricavo di *capacity* a partire dalla quale calcolare i corrispettivi di capacità di stoccaggio per l'anno termico di riferimento.

Punto di discussione n. 17. Si ritiene condivisibile l'aggiornamento annuale proposto? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale metodologia alternativa si propone e per quale motivo?

Punto di discussione n. 18. Si ritiene opportuno assegnare il meccanismo di perequazione dei ricavi in capo all'impresa maggiore di stoccaggio o alla CCSE? Per quale motivo?

2.9 Sviluppo di ulteriori strumenti di flessibilità

In analogia al supporto fornito dall'interrompibilità di sistema, si può considerare l'introduzione di incentivi alla realizzazione dei cosiddetti impianti di *peak shaving*, costituiti da un impianto di liquefazione del gas (prelevato dalla rete di trasporto durante il periodo di minore prelievo dalla rete), da un impianto di stoccaggio del Gnl e da un impianto di rigassificazione. Gli impianti di *peak shaving*, già sviluppati nel Regno Unito, garantiscono incrementi delle prestazioni in termini di disponibilità di punta per brevi periodi e potrebbero essere sviluppate dall'impresa di trasporto.

Punto di discussione n. 19. Si ritiene condivisibile la proposta relativa allo sviluppo di ulteriori strumenti di flessibilità? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quali proposte alternative si propongono e per quale motivo?

3 STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA

3.1 Tariffa unica nazionale

Alla luce degli obiettivi di sviluppo del sistema descritti nel paragrafo 2.1, si propone per il secondo periodo di regolazione l'adozione di una tariffa unica di stoccaggio nazionale e l'introduzione di un meccanismo perequativo che assicuri comunque alle singole imprese ricavi coerenti con i vincoli riconosciuti, precludendo la possibilità per le imprese che gestiscono giacimenti di stoccaggio non ancora a regime o ne sviluppano di nuovi, di determinare liberamente le proprie tariffe.

Si ritiene, infatti, che nell'attuale fase di carenza di offerta di stoccaggio la concorrenza di prezzo tra i diversi operatori non favorisca lo sviluppo di giacimenti da parte di nuovi operatori. La tariffa nazionale, invece, perequando il costo del servizio offerto dai diversi operatori, ed in particolare dagli operatori titolari delle nuove concessioni, garantisce la remunerazione anche degli investimenti finalizzati a disponibilità di stoccaggio futura.

Giova ricordare infatti che nel primo periodo di regolazione l'Autorità aveva optato per la definizione di tariffe per impresa, prospettando l'adozione di tariffe per campo relativamente ai nuovi giacimenti o livelli realizzati, nell'ipotesi di uno sviluppo futuro delle capacità disponibili, superiore alla domanda di stoccaggio e tale da porre le condizioni per una concorrenza tra i giacimenti degli operatori.

Nel corso del primo periodo di regolazione, invece, non solo non sono stati realizzati gli incrementi di capacità potenzialmente sviluppabili, ma la domanda di stoccaggio è cresciuta, evidenziando l'attuale carenza del sistema che potrebbe aggravarsi in futuro in assenza di solleciti sviluppi.

Alla luce di quanto sopra, si ritiene che la tariffa unica nazionale possa fornire adeguati incentivi al potenziamento delle infrastrutture esistenti e allo sviluppo dei nuovi giacimenti di stoccaggio, fornendo al contempo ai nuovi operatori la garanzia del recupero dei ricavi riconosciuti dall'Autorità.

Le tariffe per impresa relative ai soggetti assegnatari delle nuove concessioni di stoccaggio, alla luce degli investimenti necessari e dei tempi di regimazione, presenterebbero livelli tali da pregiudicare il conferimento della capacità disponibile, ovvero non garantirebbero il recupero dei costi sostenuti.

Ai fini del calcolo di corrispettivi tariffari unici a livello nazionale, si propone che l'impresa maggiore di stoccaggio determini i suddetti corrispettivi a partire dai dati di ricavo e di capacità attribuiti a ciascun corrispettivo, comunicati dalle altre imprese, e in particolare:

- relativamente ai corrispettivi unitari di *capacity*, dividendo la somma dei ricavi di riferimento di tutte le imprese di stoccaggio per il valore complessivo delle capacità del sistema di stoccaggio, ottenute dalla somma delle capacità nelle disponibilità di ciascuna impresa, calcolate sulla base di quanto proposto nei paragrafi dal 3.3 al 3.6 e in coerenza con i dati comunicati al Ministero delle attività produttive e all'Autorità ai sensi dell'articolo 18 del disciplinare tipo delle concessioni di stoccaggio (decreto 26 agosto 2005);

- relativamente al corrispettivo unitario variabile, sommando i corrispettivi variabili calcolati da ciascuna impresa di stoccaggio dividendo i propri ricavi di riferimento per l'energia movimentabile complessivamente dal sistema, come assunta dall'Autorità all'inizio del periodo di regolazione.

In merito alla possibilità da parte delle imprese di stoccaggio di fornire servizi diversi rispetto ai servizi essenziali o di base individuati dal decreto legislativo n. 164/00 (stoccaggio di modulazione, minerario e strategico), l'Autorità ha ritenuto opportuno definire con maggiore dettaglio, nell'ambito di approvazione dei codici di stoccaggio, le prestazioni effettivamente comprese nei servizi di base e ha al contempo introdotto, con la deliberazione n. 119/05, limitazioni alla fornitura dei servizi diversi da quelli base, che potranno essere rimosse in relazione al raggiungimento di una situazione matura del mercato.

Nel primo periodo di regolazione si riteneva infatti che, nell'ambito del processo di liberalizzazione, lo sviluppo del mercato favorisse l'utilizzo delle risorse di stoccaggio e la diffusione di nuovi servizi, in aggiunta a quelli tradizionalmente gestiti dall'operatore verticalmente integrato.

L'Autorità aveva pertanto previsto la possibilità di derogare alla regolazione tariffaria, pur mantenendo un'attività costante di monitoraggio al fine di verificare la garanzia di trasparenza dell'offerta, i servizi di stoccaggio diversi da quelli base allo scopo di fornire un incentivo per lo sviluppo di servizi innovativi e anche in considerazione del fatto che si trattava di servizi potenzialmente in concorrenza con altre fonti di flessibilità (flessibilità dell'import, ricorso a forniture interrompibili, contrattazioni al punto di scambio virtuale).

I suddetti servizi offerti dalla società Stogit si sono però configurati nel tempo quali servizi che di fatto permettevano all'utente di ovviare a situazioni non bilanciate (e al pagamento delle conseguenti penalità), in quanto il costo del servizio risultava in diversi casi inferiore ai corrispettivi di bilanciamento previsti dall'Autorità.

Ai sensi dell'articolo 8, comma 8.6 della deliberazione n. 119/05 le imprese di stoccaggio possono offrire servizi di stoccaggio diversi dai servizi per lo stoccaggio di modulazione, minerario e strategico definendone specifiche condizioni tecniche ed economiche; la definizione di tali servizi è soggetta alla verifica di cui al medesimo comma 8.6 della delibera n. 119/05.

Alla luce di quanto sopra e tenendo conto delle difficoltà relative all'enucleazione dei costi di erogazione dei servizi diversi da quelli base rispetto ai costi di erogazione dei servizi base, si propone la determinazione delle tariffe di stoccaggio con riferimento alla complessità dei costi degli operatori e alla disponibilità totale del sistema, individuando singoli corrispettivi tariffari che opportunamente aggregati permettano di riflettere i costi sottostanti ai possibili servizi forniti siano essi di base o servizi diversi.

3.2 Componenti della tariffa di stoccaggio

Si propone che i corrispettivi delle tariffe dei servizi di stoccaggio da applicarsi all'utente che richiede l'accesso ai servizi, siano i seguenti:

- il corrispettivo unitario di spazio f_s applicato alla capacità S conferita su base annuale all'utente del servizio, eventualmente riproporzionato in caso di conferimenti inferiori all'anno;
- il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione f_{PI} applicato alla capacità PI conferita su base annuale all'utente;
- il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione f_{PE} applicato alla capacità PE conferita all'utente per il periodo di erogazione;
- il corrispettivo unitario variabile CVS applicato all'energia iniettata ed erogata (E^I ed E^E);
- il corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio ai fini strategici f_d applicato alla capacità conferita su base annuale all'utente.

Le tariffe di stoccaggio saranno costituite dall'applicazione dei singoli corrispettivi alle prestazioni conferite e, nel caso del corrispettivo variabile, alle prestazioni effettivamente fornite dall'impresa di stoccaggio, con riferimento al quantitativo di gas movimentato come risultante dalle allocazioni. A titolo esemplificativo, per i diversi servizi, le componenti tariffarie potrebbero essere aggregate come da tabella n. 6.

Tabella n. 6 - Corrispettivi tariffari dei servizi di stoccaggio

Corrispettivi tariffari/ Servizi di stoccaggio	Spazio	Punta di erogazione	Punta di iniezione	Energia movimentata	Immobilito di gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio
Stoccaggio strategico	X				X
Stoccaggio minerario	X	X	X	X	
Stoccaggio modulazione	X	X	X	X	
Parking	Modulato per il periodo di occupazione	Per la parte eccedente quanto conferito per la modulazione ciclica	Per la parte eccedente quanto conferito per la modulazione ciclica	X	
Altri servizi...

L'introduzione del corrispettivo per il servizio di disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione richiederebbe la previsione di un corrispondente conferimento di capacità di stoccaggio e la contestuale definizione di stimoli agli utenti per una corretta profilatura dell'immissione. Tale corrispettivo permetterebbe:

- una migliore attribuzione dei costi del servizio, con l'individuazione distinta delle due fasi che compongono il ciclo annuale di stoccaggio;

- un corretto incentivo al rispetto dei programmi di iniezione da parte degli utenti del servizio, favorendo un riempimento degli stoccaggi che garantisca un migliore profilo di erogazione del sistema.

La disponibilità di punta di iniezione conferita all'utente potrebbe inoltre essere utilizzata anche durante il periodo invernale di erogazione, nella misura eventualmente riproporzionata indicata dall'impresa di stoccaggio, consentendo di ricomprendere nel servizio di stoccaggio di modulazione l'attuale prestazione di controflusso di iniezione nel periodo invernale.

Nei casi di conferimenti di durata inferiore all'anno, si ritiene equo ridurre i corrispettivi di capacità di spazio proporzionalmente alla durata del conferimento, ad eccezione del corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione CVS, che corrisponde alla copertura dei costi operativi del servizio ed è indipendente dalla durata del conferimento.

L'impresa di stoccaggio offre, in funzione dei vincoli del sistema, prestazioni di tipo interrompibile sulle eventuali capacità residue rispetto ai conferimenti su base continua. Si rileva che tali servizi possono essere ottimizzati dalle imprese di stoccaggio a tutto vantaggio anche degli utenti in quanto rappresentano uno strumento a disposizione dell'impresa nel caso in cui si verificano condizioni tali per cui si possano sfruttare capacità marginali in particolari scenari o con vincoli meno severi.

Alle prestazioni di tipo interrompibile devono essere applicate tariffe ridotte; in relazione alle varie e complesse tipologie di interrompibilità non appare possibile predeterminare l'entità delle riduzioni, che pertanto è lasciata alla negoziazione tra imprese di stoccaggio e utenti. In ogni caso tali condizioni:

- dovranno far riferimento alle componenti tariffarie sopra definite;
- i relativi ricavi concorreranno, nella quota capacity, a garantire i ricavi d'impresa;
- dovranno essere offerti in modo trasparente e non discriminatorio.

Punto di discussione n. 20. Si concorda con la proposta di introduzione di un corrispettivo per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione? In caso di risposta negativa, per quale motivo?

3.3 Corrispettivo di spazio

Si propone che il corrispettivo unitario di spazio f_S venga calcolato con riferimento al volume complessivo di *working gas* del sistema, comprensivo dello spazio relativo allo stoccaggio strategico. Il volume viene calcolato considerando anche le capacità afferenti i giacimenti in fase di sviluppo.

La capacità di *working gas* del complesso dei giacimenti di stoccaggio esistenti è calcolata e aggiornata annualmente sulla base dei dati comunicati dai titolari delle concessioni di stoccaggio ai sensi dell'articolo 18 del decreto del Ministero delle attività produttive 26 agosto 2005.

Punto di discussione n. 21. Si concorda con la proposta presentata per la definizione del corrispettivo di spazio, di fare riferimento ai dati comunicati ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive 26 agosto 2005? In caso di risposta affermativa, quale valore di pressione dinamica di flusso a testa pozzo si ritiene opportuno utilizzare e per quale motivo? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

3.4 Corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione

Nel caso di introduzione di un corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione f_{PI} si propone che il medesimo venga calcolato con riferimento alla massima disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione del sistema.

La massima disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione potrebbe essere calcolata con riferimento alle prestazioni previste per il complesso dei giacimenti di stoccaggio, in coerenza con le quantità comunicate dai titolari annualmente al Ministero delle attività produttive e all'Autorità, ai sensi dell'articolo 18 del decreto del Ministero delle attività produttive 26 agosto 2005, tenuto conto delle prestazioni effettivamente erogate negli ultimi anni termici.

Il riferimento al valore massimo della capacità in fase di iniezione permette di determinare un corrispettivo tariffario di bassa entità, in coerenza con l'obiettivo di incentivare l'iniezione di gas in stoccaggio, anche durante il periodo invernale in quanto costituisce un beneficio per il sistema.

Punto di discussione n. 22. Si concorda con la proposta presentata per il calcolo del corrispettivo per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

3.5 Corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione

Il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione f_{PE} viene calcolato con riferimento alla disponibilità massima di punta giornaliera del sistema in fase di erogazione. La suddetta disponibilità di punta può essere calcolata con riferimento alla producibilità massima del sistema in fase di erogazione oppure sulla base della massima disponibilità di punta in un determinato periodo della fase di svasso, eventualmente alla fine del ciclo di erogazione. In quest'ultimo caso, si potrebbe prevedere l'utilizzo della disponibilità di punta eccedente tale riferimento, su base mensile, bimestrale o trimestrale, eventualmente introducendo incentivi alla massimizzazione delle disponibilità di punta addizionali.

La massima disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione viene comunque calcolata sulla base delle prestazioni previste del complesso dei giacimenti di stoccaggio, in coerenza con le curve di erogazione che i titolari comunicano annualmente al Ministero delle attività produttive e all'Autorità, ai sensi dell'articolo 18 del decreto del Ministero delle attività produttive 26 agosto 2005, tenuto conto delle prestazioni effettivamente erogate negli ultimi anni termici.

L'Autorità ritiene opportuno che la valorizzazione del corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione favorisca un più corretto utilizzo delle prestazioni del sistema al fine di salvaguardare la prestazioni di punta che si configura sempre più come una risorsa scarsa del sistema di stoccaggio.

Punto di discussione n. 23. Quale criterio tra quelli proposti si ritiene opportuno utilizzare per la definizione del corrispettivo per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione? In alternativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

3.6 Corrispettivo di disponibilità di gas per lo stoccaggio strategico

Si propone che il corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio ai fini strategici f_d sia calcolato con riferimento ai quantitativi di gas di proprietà delle imprese di stoccaggio, detenuti ai fini di stoccaggio strategico ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive.

A differenza del primo periodo di regolazione, l'onere relativo al servizio di stoccaggio strategico potrebbe essere eventualmente limitato ai soli corrispettivi di spazio e di remunerazione del gas immobilizzato (nel caso di disponibilità di gas offerta dall'impresa di stoccaggio), prevedendo l'applicazione dei corrispettivi di punta di iniezione ed erogazione e del corrispettivo variabile associato all'energia movimentata nel solo caso di effettiva movimentazione del suddetto gas.

L'impresa maggiore di stoccaggio si coordina con le altre imprese per la messa a disposizione dello spazio e del gas relativo ai quantitativi addizionali rispetto a quelli attualmente previsti dalla normativa attuale.

Si propone che l'onere del servizio di stoccaggio strategico sia attribuito agli utenti che ne hanno fatto richiesta ed *ex-post*, al termine dell'anno termico, conguagliato tra gli utenti del servizio sulla base dei quantitativi di gas naturale effettivamente importati da Paesi non appartenenti all'Unione europea nel corso dell'anno solare, comunicati dagli utenti al Ministero delle attività produttive, all'Autorità e all'impresa maggiore di stoccaggio.

Rispetto all'articolazione prevista per il primo periodo di regolazione viene eliminato il corrispettivo unitario f_{ni} (relativo all'eventuale gas acquisito dall'impresa di stoccaggio successivamente all'anno 2001 e messo a disposizione dell'utente ai fini dello stoccaggio strategico), in quanto il metodo di aggiornamento dei ricavi e in particolare modo di valorizzazione del gas, supera tale esigenza prevedendo la definizione di un valore medio riferito al gas destinato a stoccaggio strategico.

Punto di discussione n. 24. Si concorda con la proposta di determinazione del corrispettivo unitario per il servizio di stoccaggio strategico? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

Punto di discussione n. 25. Si concorda con la proposta di attribuzione dell'onere per il servizio di stoccaggio strategico con riferimento ai quantitativi di gas naturale effettivamente importati nell'anno solare? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

3.7 Corrispettivo variabile di iniezione ed erogazione

Il corrispettivo unitario variabile CVS si applica ai quantitativi movimentati durante le fasi di iniezione ed erogazione. La finalità di incentivare il massimo utilizzo delle capacità di stoccaggio disponibili induce a lasciare alle imprese i maggiori ricavi derivanti da un aumento dei volumi movimentati, anche attraverso l'introduzione di più cicli, stimolando un uso più efficiente delle risorse a disposizione.

Si propone, infatti, che il corrispettivo unitario sia definito all'inizio del periodo di regolazione sulla base dell'energia potenzialmente movimentabile nell'arco di un anno termico e aggiornato annualmente con il metodo del *price cap*, indipendentemente dai volumi effettivamente movimentati.

Si propone che il corrispettivo unitario variabile CVS sia calcolato dall'impresa maggiore di stoccaggio sommando i corrispettivi variabili calcolati da ciascuna impresa di stoccaggio. Ogni impresa di stoccaggio calcola il proprio corrispettivo CVS_i dividendo i ricavi di riferimento RS_i^E per l'energia definita dall'Autorità all'inizio del periodo di regolazione con riferimento ai quantitativi movimentati nell'anno solare 2005.

Nel caso in cui all'impresa di stoccaggio esistente sia riconosciuta una componente di ricavo addizionale riconducibile ai costi operativi incrementali generati dagli investimenti relativi alla tipologia 5 di cui al paragrafo 2.5, o nel caso in cui venga costituita una nuova impresa di stoccaggio, la medesima impresa calcola un corrispettivo unitario variabile CVS' che va a integrare il corrispettivo unitario variabile CVS.

Il corrispettivo unitario variabile CVS' è determinato come rapporto tra la componente di ricavo addizionale e l'energia definita dall'Autorità all'inizio del periodo di regolazione.

Al fine di una migliore caratterizzazione del costo del servizio di stoccaggio di modulazione, ricomprendendo in tale servizio anche ogni eventuale controflusso generato dall'utente, si propone di adottare una differente profilatura del corrispettivo variabile unitario a seconda del mese e della fase del sistema in cui avviene la movimentazione del gas e in particolare di assegnare:

- all'erogazione effettuata durante il periodo estivo, un peso superiore a quello assegnato all'erogazione durante il periodo di svasso;
- un incentivo all'iniezione effettuata durante il periodo di svasso, in quanto a beneficio del sistema.

Punto di discussione n. 26. Si concorda con la proposta presentata per la definizione del corrispettivo unitario variabile? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

Punto di discussione n. 27. Si ritiene che la definizione di un corrispettivo variabile differentemente profilato per le fasi di iniezione ed erogazione possa incentivare un più corretto utilizzo del sistema? In caso di risposta affermativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare per la profilatura e per quale motivo?

3.8 Meccanismo di perequazione del sistema

L'introduzione di una tariffa nazionale di stoccaggio, calcolata con riferimento al sistema di stoccaggi nazionale, anche tenuto conto dei giacimenti in fase di sviluppo, pone l'esigenza di prevedere:

- un meccanismo di perequazione dei ricavi, al fine di garantire a ciascuna impresa una corretta ripartizione dei ricavi complessivi del sistema;
- un meccanismo di aggiornamento dei ricavi che garantisca alle singole imprese di stoccaggio di recuperare la quota riconosciuta dei propri ricavi di *capacity*.

Relativamente al meccanismo di perequazione, si ritiene opportuno definire la modalità in base alla quale ciascuna impresa di stoccaggio, al termine della fatturazione dell'anno termico, versa o preleva a un soggetto "compensatore", opportunamente identificato, il differenziale tra i ricavi effettivamente fatturati dall'impresa e i ricavi di competenza della medesima. Tale meccanismo di perequazione opera con riferimento sia ai ricavi derivanti dal corrispettivo di *commodity* (corrispettivo unitario variabile), sia ai ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di *capacity*.

In particolare, le somme da perequare possono essere determinate in modo diverso a seconda che si assuma il sistema stoccaggio nazionale in modo unitario ovvero si distinguano i comportamenti dei singoli operatori. Infatti, i ricavi di competenza possono essere determinati riproporzionando i ricavi definiti *ex ante*:

- all'energia movimentata dal sistema rispetto all'energia utilizzata per il calcolo del corrispettivo;
- all'energia movimentata da ciascuna impresa rispetto all'energia che in sede di determinazione del corrispettivo variabile è stata imputata alla medesima impresa.

Per quanto riguarda il meccanismo di garanzia dei ricavi di *capacity* si possono prefigurare le seguenti soluzioni alternative:

- ogni operatore definisce annualmente una componente di recupero, a valle della perequazione, ad integrazione dei ricavi spettanti, trasmessi all'operatore principale secondo quanto indicato nel paragrafo 3.1;
- un soggetto "compensatore", quale per esempio la Cassa Conguaglio per il settore elettrico, gestisce un apposito conto alimentato da una componente tariffaria specificamente dimensionata per coprire gli scostamenti del sistema rispetto ai ricavi garantiti a tutti gli operatori.

Punto di discussione n. 28. A quale soggetto ritenete opportuno assegnare i meccanismi illustrati di perequazione del sistema e di garanzia dei ricavi di *capacity* e per quale motivo?

Punto di discussione n. 29. Quale modalità si ritiene opportuno adottare ai fini della ripartizione tra le imprese di stoccaggio dei ricavi complessivi da corrispettivo variabile e per quale motivo?

3.9 Integrazione nella disciplina tariffaria del trasporto di un corrispettivo di capacità di exit nel punto di interconnessione con lo stoccaggio

L'Autorità ha definito con la deliberazione n. 166/05 la disciplina tariffaria dell'attività di trasporto per il secondo periodo di regolazione e ha previsto nel punto di interconnessione con il sistema degli stoccaggi, l'applicazione di un unico corrispettivo unitario di capacità di trasporto per l'*entry* nella rete nazionale di gasdotti (erogazione da stoccaggio).

Durante la consultazione relativa alla determinazione dei criteri tariffari dell'attività di trasporto sono pervenute all'Autorità osservazioni in merito all'opportunità di introdurre nel punto di interconnessione con gli stoccaggi anche uno specifico corrispettivo di capacità di *exit*. L'Autorità ha rimandato alla revisione della disciplina tariffaria dell'attività di stoccaggio la valutazione dell'opportunità di tale introduzione e ritiene opportuno acquisire indicazioni in merito dai soggetti interessati.

Si ritiene infatti che l'introduzione di un corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione di stoccaggio permetterebbe l'introduzione di un corrispettivo di capacità di trasporto di *exit* (iniezione verso stoccaggio) nel punto virtuale di interconnessione con gli stoccaggi, in modo da considerare gli scenari di trasporto estivi rispetto ai quali vengono dimensionate alcune infrastrutture di trasporto funzionali all'importazione.

<p><i>Punto di discussione n. 30. Si concorda con la proposta di introdurre un corrispettivo unitario di exit nel punto di interconnessione virtuale con gli stoccaggi? In caso di risposta negativa, per quale motivo?</i></p>
