

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER  
L'ATTIVITA' DI UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL PER IL  
SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 marzo 2005, n.52/05, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

*20 giugno 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 utilizzo dei terminali di Gnl per il secondo periodo di regolazione.*

*Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 29 marzo 2005, n.52/05, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. Prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti previsti potranno anche essere organizzate audizioni con i soggetti interessati.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, entro e non oltre il 21 luglio 2005.*

***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](mailto:tariffe@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)***

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>4</b>
<i>1.1</i>	<i>Finalità.....</i>	<i>4</i>
<i>1.2</i>	<i>Il contesto normativo .....</i>	<i>4</i>
<i>1.3</i>	<i>La rigassificazione del Gnl in Italia.....</i>	<i>6</i>
<i>1.4</i>	<i>Il sistema tariffario del primo periodo di regolazione.....</i>	<i>9</i>
<i>1.5</i>	<i>Richieste di modifiche e integrazioni dell'attuale ordinamento tariffario .....</i>	<i>12</i>
<b>2</b>	<b>L'ORDINAMENTO TARIFFARIO DELL'ATTIVITA' DI UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE .....</b>	<b>13</b>
<i>2.1</i>	<i>Indirizzi di carattere generale .....</i>	<i>13</i>
<i>2.2</i>	<i>Nuovi criteri di determinazione tariffaria.....</i>	<i>14</i>
<i>2.3</i>	<i>Durata del periodo di regolazione tariffaria.....</i>	<i>15</i>
<i>2.4</i>	<i>Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi.....</i>	<i>15</i>
<i>2.4.1</i>	<i>La determinazione del capitale investito .....</i>	<i>16</i>
<i>2.4.2</i>	<i>Il tasso di remunerazione del capitale investito.....</i>	<i>17</i>
<i>2.4.3</i>	<i>La determinazione della quota di ammortamento .....</i>	<i>19</i>
<i>2.4.4</i>	<i>La determinazione dei costi operativi riconosciuti.....</i>	<i>20</i>
<i>2.5</i>	<i>Ripartizione dei ricavi.....</i>	<i>21</i>
<i>2.6</i>	<i>Il trattamento dei nuovi investimenti .....</i>	<i>22</i>
<i>2.7</i>	<i>Nuova capacità .....</i>	<i>25</i>
<i>2.8</i>	<i>Aggiornamento annuale delle tariffe di rigassificazione .....</i>	<i>26</i>
<b>3</b>	<b>STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA .....</b>	<b>30</b>
<i>3.1</i>	<i>La struttura tariffaria .....</i>	<i>30</i>
<i>3.2</i>	<i>Il corrispettivo di approdo e di capacità.....</i>	<i>32</i>
<i>3.3</i>	<i>Il corrispettivo variabile.....</i>	<i>32</i>

# 1 INTRODUZIONE

## 1.1 Finalità

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 per l'attività di utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto (di seguito: Gnl) per il secondo periodo di regolazione.

Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 29 marzo 2005, n. 52/05, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl, 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 Il contesto normativo

Nell'ambito del quadro regolatorio integrato dal decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità, con deliberazione 30 maggio 2001, n. 120/01 (di seguito: deliberazione n. 120/01), ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl 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, tra l'altro, che l'Autorità determina le tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl: 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 per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl devono permettere lo sviluppo dei terminali, incentivando gli investimenti per il potenziamento della capacità.

Si ricorda inoltre che 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 n. 481/95, l'Autorità ha emanato, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, direttive per la separazione contabile e amministrativa, anche al fine di verificare i costi delle singole prestazioni. 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 al fine di verificare l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto dall'articolo 25, comma 1, lettera e), della Direttiva 2003/55/CE.

Con specifico riferimento al servizio di rigassificazione, l'Autorità, con l'articolo 14 e l'articolo 15, commi 12 e 13, della deliberazione n. 120/01, nelle more della definizione di un completo quadro normativo (all'interno della quale devono essere predisposti i relativi codici di rigassificazione), ha definito in via d'urgenza una disciplina transitoria e parziale delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio. L'ambito temporale di efficacia di tale disciplina, limitato originariamente all'anno termico 2001-2002, è stato successivamente prorogato dall'Autorità per gli anni termici 2002-2003 (articolo 23 della deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02), 2003-2004 (deliberazione 29 settembre 2003, n. 113/03) e 2004-2005 (deliberazione 5 agosto 2004, n. 141/04).

La disciplina di carattere generale sopra riportata è stata integrata dall'Autorità, con la deliberazione 15 maggio 2002, n. 91/02 (di seguito: deliberazione n. 91/02), relativamente alla specifica ipotesi in cui l'utente che richiede l'accesso al servizio di rigassificazione finanzia la realizzazione di un nuovo terminale. Tale disciplina è stata successivamente modificata con la deliberazione 31 luglio 2003, n. 90/03 (di seguito: deliberazione n. 90/03) per tener conto di quanto previsto dall'articolo 3, comma 27, della legge 12 dicembre 2002, n. 273 (di seguito: legge n. 273/02) la quale riconosce a chiunque investa nella realizzazione di nuovi terminali di Gnl il diritto di allocare, secondo il regime definito dall'Autorità, una quota pari all'80% della nuova capacità realizzata, per un periodo pari almeno a 20 anni.

Con la deliberazione n. 90/03, l'Autorità ha previsto che:

- i soggetti titolari del diritto di allocazione negoziano le condizioni economiche per l'utilizzo o per la cessione della capacità oggetto del diritto, mediante procedure trasparenti;
- il mancato utilizzo su base annuale, ad eccezione dei casi in cui tale mancato utilizzo sia dovuto a cause non imputabili alla volontà del soggetto, di una quota superiore al 20% della capacità di rigassificazione oggetto del diritto di allocazione, determina la decadenza dal diritto di allocazione per l'intera capacità per l'anno successivo;
- l'erogazione del servizio di rigassificazione, nonché l'accesso alla capacità del terminale che non è oggetto del diritto di allocazione, sia disciplinata secondo le disposizioni generali definite dall'Autorità in materia di accesso ed erogazione del servizio.

L'articolo 22 della direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio (di seguito: direttiva 2003/55/CE) ha definito una specifica disciplina del diritto di accesso nel caso di realizzazione di nuovi terminali. In particolare, la citata direttiva ha previsto che il diritto di allocazione in via prioritaria della nuova capacità al soggetto che finanzia la nuova opera possa essere riconosciuto solo in esito a un'apposita procedura individuale, mediante una valutazione caso per caso, e sulla base di un apposito provvedimento (costitutivo di un tale diritto) dell'Autorità, ovvero di un altro organo competente che lo Stato membro può designare nella legge di attuazione della direttiva medesima.

Infine, con il documento per la consultazione del 14 luglio 2004 "Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto e norme per la predisposizione dei codici di rigassificazione" (di seguito: documento di consultazione 14 luglio 2004) l'Autorità ha avviato la consultazione dei soggetti interessati allo scopo di definire i provvedimenti di cui all'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 164/00.

La legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04), all'articolo 1, comma 17, prevede che i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione in Italia di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti sopra citate, 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 per cento della nuova capacità, dal Ministero delle attività produttive, previo parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Ai fini del rilascio dell'esenzione viene intestato al Ministero delle attività produttive il potere di definire i principi e le modalità nel rispetto delle disposizioni comunitarie sopra individuate.

### *1.3 La rigassificazione del Gnl in Italia*

In Italia è attualmente in esercizio un solo terminale di rigassificazione di Gnl (di seguito: terminale di Gnl o terminale), sito a Panigaglia (La Spezia) e di proprietà della società Gnl Italia Spa. Il terminale, entrato in esercizio nel 1971, ha funzionato con continuità sino al 1980 alimentato da Gnl di origine libica. Tra gli anni 1980 e 1997 il terminale ha funzionato in maniera discontinua. A seguito della ristrutturazione del terminale, avvenuta tra il 1990 ed il 1996, nel 1997 è ripresa con continuità l'attività di rigassificazione.

Attualmente il terminale è impegnato in un servizio di rigassificazione di Gnl continuativo ed offre con modalità spot la capacità di rigassificazione non utilizzata dagli utenti di tale servizio.

Prendendo come riferimento il servizio su base continua, negli anni termici 2001/2002 e 2002/2003 presso il terminale di Gnl di Panigaglia vi sono stati rispettivamente 101 e 96 approdi per un totale rigassificato pari a circa 3,4 e 2,8 miliardi di Smc di gas naturale. Nell'anno termico 2003/2004 tale quota è diminuita in concomitanza con la parziale indisponibilità dell'impianto di liquefazione algerino di Skikda, a seguito dell'incidente avvenuto nel gennaio 2004. Ciò, ha determinato una forte riduzione dei volumi di Gnl rigassificati presso il terminale, pari a 2,2 miliardi di Smc di gas naturale e una conseguente minor disponibilità di Gnl sul mercato nazionale.

Il volume annuo di Gnl rigassificato su base spot nell'anno termico 2003/2004 è stato pari a circa il 10% del volume rigassificato totale (vedi tabella 1).

<b>Tab. 1 - Approdi per la rigassificazione di Gnl e quantità rigassificate</b>									
	<b>2001-2002</b>			<b>2002-2003</b>			<b>2003-2004</b>		
	N. Approdi	Quantità scaricate (GJ)	Quantità rigassificate (10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> @ 38,1 MJ/Sm <sup>3</sup> )	N. Approdi	Quantità scaricate (GJ)	Quantità rigassificate (10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> @ 38,1 MJ/Sm <sup>3</sup> )	N. Approdi	Quantità scaricate (GJ)	Quantità rigassificate (10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> @ 38,1 MJ/Sm <sup>3</sup> )
Contratti continui	101	131.536.454	3.383	96	109.478.323	2.816	69	85.419.018	2.197
Contratti spot	12	8.996.928	231	29	21.554.317	554	11	8.978.277	231
<b>TOTALE</b>	<b>113</b>	<b>140.533.382</b>	<b>3.615</b>	<b>125</b>	<b>131.032.640</b>	<b>3.370</b>	<b>80</b>	<b>94.397.295</b>	<b>2.428</b>

Fonte: elaborazioni AEEG.

Le previsioni di crescita dei consumi nazionali di gas naturale, cui fa riscontro un accentuato declino della produzione nazionale, hanno suscitato fra gli operatori del settore l'interesse alla realizzazione di nuovi progetti di importazione, anche al fine di garantirsi l'accesso al sistema nazionale del gas in maniera indipendente dall'operatore dominante che controlla tutte le infrastrutture di importazione esistenti. In particolare sono stati presentati una serie di progetti di realizzazione di nuovi terminali di Gnl. alcuni dei quali in fase avanzata. Tra questi:

- il progetto presentato dalla società Edison Spa, relativo alla costruzione di un terminale di Gnl sito nel mare Adriatico al Largo di Porto Levante (Rovigo), ha ottenuto dal Ministero delle attività produttive in data 11 novembre 2004 l'autorizzazione ad esercire il terminale di rigassificazione off-shore, per una capacità di rigassificazione di Gnl fino a 8 miliardi Smc/anno. Lo scorso ottobre è stato emanato il decreto di pronuncia di compatibilità ambientale relativo al metanodotto di collegamento del terminale alla rete nazionale di trasporto. L'Autorità garante per la concorrenza ed il mercato, con il provvedimento I615 pubblicato nel bollettino settimanale n. 13/2004, ha dato il suo benestare alla costituzione della società avente per oggetto la realizzazione e la gestione del terminale. Il capitale della nuova società sarà detenuto dalle società Exxon Mobil Italiana Gas S.r.l. e Qatar Petroleum con quote del 45% ciascuna, e dalla società Edison Spa per il restante 10%. Infine, con deliberazione 23 novembre 2004, n. 206/04, l'Autorità, ha espresso parere positivo alla richiesta da parte del Ministero delle attività produttive in merito allo schema di concessione di un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi alla società Edison Lng Spa, ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239, pari all'80 per cento della capacità ed un periodo di 25 anni.
- il progetto presentato inizialmente dalla società British Gas Italia Spa per la realizzazione del terminale di rigassificazione di Gnl di Brindisi per una capacità fino a 8 miliardi di Smc di gas è stato autorizzato con decreto del 21 gennaio 2003 dal Ministero delle attività produttive di concerto con il Ministero dell'ambiente e tutela del territorio e d'intesa con la regione Puglia; in data 21 ottobre 2003, il Ministero delle attività produttive ha autorizzato il trasferimento di tale autorizzazione alla società BG Brindisi Lng Spa. A seguito di

un'operazione, che Autorità garante per la concorrenza e per il mercato con il provvedimento 9 ottobre 2003, n. 12504 ha valutato idonea a favorire l'ingresso sul mercato italiano di nuovi operatori indipendenti dall'operatore dominante nonché a garantire una diversificazione geografica e tipologica delle fonti di approvvigionamento, il capitale di BG Brindisi Lng Spa, successivamente ridenominata Brindisi Lng Spa, è interamente detenuto dal gruppo BG. L'Autorità con delibera 22 marzo 2005, n. 46/05, ha espresso parere favorevole ad un'esenzione della disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi pari ad una quota dell'80 per cento di capacità di rigassificazione per un periodo di 20 anni.

Inoltre prosegue l'iter burocratico per l'autorizzazione dei due terminali di Gnl da realizzare sulla costa tirrenica toscana: il terminale offshore della Offshore Lng Toscana (Olt) a Livorno e il terminale onshore della Edison, BP e Solvay a Rosignano.

Il progetto presentato dalla società Offshore Lng Toscana (Olt) è attualmente in fase avanzata di istruttoria. Esso prevede la realizzazione di un terminale di Gnl su nave a largo di Livorno, per una capacità complessiva di circa 4 miliardi di Smc/anno, espandibili a 6 e collegato a terra con un gasdotto. Recentemente il gruppo spagnolo Endesa e la multiutility genovese Amga hanno raggiunto un accordo sull'impianto di rigassificazione che prevede che le due società assumano il controllo congiunto dell'iniziativa acquisendo il 51% complessivo di Olt. La Regione Toscana ha espresso parere favorevole; la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è in fase di conclusione. Recentemente, in sede di conferenza dei servizi conclusiva del progetto il Comune e la Provincia di Pisa hanno chiesto lo spostamento dell'impianto di 1-2 miglia verso sud. Tale richiesta non sembra incontrare difficoltà a patto che questo spostamento non comporti una nuova valutazione di impatto ambientale.

Per quanto riguarda il progetto Edison-BP-Solvay, per una capacità complessiva prevista di 3 miliardi di Smc/anno, la Regione Toscana aveva espresso parere negativo e il Comune richiesto numerose varianti. Recentemente, le tre società hanno presentato un'ipotesi di variante del progetto che prevede il trasferimento per gli impianti di approvvigionamento del gas all'interno del perimetro dello stabilimento Solvay e l'interramento delle relative condotte oltre al potenziamento della capacità di rigassificazione a 8 miliardi di Smc/anno. Anche in questo caso non è ancora chiaro se per questo nuovo progetto occorrerà istituire una nuova procedura di VIA o basterà integrare quella positivamente conclusa per l'iniziativa originaria. Il Comune ha commentato positivamente le varianti del progetto mentre la Regione, dal canto suo, ribadisce la necessità che l'operazione tenga conto dello sviluppo del quadro infrastrutturale territoriale, che registra l'esistenza anche del progetto di Olt.

Sembra pertanto profilarsi l'ipotesi che i promotori dei due terminali stiano ricercando degli accordi per fare in modo che nella zona si realizzi almeno un terminale.

In corso di istruttoria vi sono altri progetti concernenti terminali di rigassificazione:

- i) Gioia Tauro, progetto presentato dalla società LNG Terminal che prevede la rigassificazione di 12 miliardi Smc/anno;
- ii) Taranto, progetto presentato dalla società Gas Natural che prevede una capacità fino a 8 miliardi di Smc/anno;



- iii) Priolo, Augusta, Melilli, nei pressi di Siracusa, progetto presentato dalla Erg Power&Gas e Shell Energy Europe per una capacità di 8 miliardi di Smc/anno
- iv) Trieste offshore, progetto presentato dalla società Endesa anch'esso per 8 miliardi di Smc/anno.

#### 1.4 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. 120/01. La definizione dei ricavi di riferimento ha comportato l'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di rigassificazione in modo tale da garantire sia la copertura dei costi operativi sia di quelli di capitale con una congrua remunerazione del capitale investito secondo le disposizioni del decreto legislativo n.164/00.

I ricavi di riferimento si riferivano al terminale esistente all'inizio del periodo di regolazione nonché agli investimenti realizzati nel corso di tale periodo. I ricavi sono stati integrati da fattori correttivi, che hanno garantito all'impresa di rigassificazione di introitare i ricavi di riferimento indipendentemente da oscillazioni che si fossero verificate nei driver che determinano il livello dei ricavi effettivi.

Le tariffe per il servizio di rigassificazione di Gnl erano intese come tariffe massime. Le imprese di rigassificazione hanno applicato le tariffe, e le eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.

Alle imprese di rigassificazione è stato riconosciuto un WACC reale *pre tax* pari al 9,15% del capitale investito netto.

Allo scopo di attribuire in modo equo e non discriminatorio i costi del servizio di rigassificazione in relazione all'utilizzo effettivo delle infrastrutture la deliberazione n. 120/01 ha previsto una ripartizione iniziale tra la componente legata alla capacità e quella connessa al volume di gas effettivamente rigassificato rispettivamente pari al 70% e al 30% dei ricavi di riferimento. In tal modo si è inteso fornire da un lato certezza del ricavo e dall'altro un incentivo alle imprese di rigassificazione cui sono stati assicurati maggiori ricavi in ragione di maggiori volumi rigassificati, con l'intento di promuovere la massima efficienza nell'utilizzo del terminale. Si è permesso pertanto all'impresa di rigassificazione di incrementare la redditività e di conseguire una remunerazione del capitale investito superiore a quella riconosciuta dall'Autorità.

I ricavi riconosciuti sono stati aggiornati annualmente sulla base di meccanismi di adeguamento che prevedevano un incremento pari all'inflazione dell'anno solare precedente e una riduzione pari a un tasso di produttività definito per tutto il periodo di regolazione.

Tale meccanismo di aggiornamento rappresentava un limite massimo:

- alla quota parte dei ricavi da capacità (*revenue cap*), determinando il loro ammontare complessivo indipendentemente dai volumi rigassificati. Il recupero di produttività per tale componente è stato pari all'1%;
- al corrispettivo unitario relativo ai volumi rigassificati (*price cap*). Il recupero di produttività per tale componente è stato pari al 2 %.

La finalità di incentivare il massimo utilizzo delle capacità di rigassificazione disponibili ha indotto a lasciare alle imprese i maggiori ricavi derivanti da un aumento delle quantità rigassificate, definendo il corrispettivo variabile all'inizio del periodo di regolazione e prevedendone il successivo aggiornamento in base al meccanismo del *price cap* indipendentemente dalle quantità rigassificate.

La deliberazione n. 120/01 ha, anche, previsto che nel secondo periodo di regolazione almeno il 50% degli eventuali benefici risultanti da aumenti di produttività superiori a quelli prefissati per il primo periodo di regolazione fossero lasciati alle imprese.

Nel rispetto del vincolo dei ricavi determinato dall'Autorità la tariffa di rigassificazione è stata proposta dalle imprese di rigassificazione ed è stata articolata in una quota dipendente dalla capacità conferita e in una quota dipendente dai volumi rigassificati

La tariffa di rigassificazione TL, per il servizio continuo per l'utente del terminale di Panigaglia, è stata definita come:

$$TL = Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P) * E$$

dove :

- Cqs corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi di gas naturale liquefatto, espresso in Euro per metro cubo liquefatto;
- QS quantità contrattuali di gas naturale liquefatto consegnabili nell'anno, espresse in metri cubi di gas liquido;
- Cna corrispettivo unitario associato agli approdi contrattuali, espresso in Euro per numero di approdi;
- NA numero annuo di approdi contrattuali;
- CVL corrispettivo unitario variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in Euro per GigaJoule
- CVL<sup>P</sup> corrispettivo unitario variabile integrativo per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in Euro per GigaJoule
- E quantità di energia associata ai volumi di Gnl rigassificati (al netto dei consumi e perdite), espressa in GigaJoule

Un corrispettivo in natura pari al 2% dei quantitativi di Gnl consegnato doveva essere corrisposto dall'utente a copertura dei consumi e perdite della catena della rigassificazione.

Nel caso di forniture spot le componenti tariffarie erano le medesime di quelle continue a meno della parte relativa all'approdo.

Nelle tabelle 2, 3 e 4 è indicata la dinamica tariffaria in vigore nel primo periodo di regolazione.

**Tabella 2 – Corrispettivi unitario di impegno di GNL scaricato del primo periodo di regolazione (Euro/a/mc liquido)**

	2001/2	2002/3	2003/4	2004/5	Delta % 2004 su 2001
Cqs					
Cqs	3,62239	3,609349	3,307492	3,102968	-14,3%

**Tabella 3 – Corrispettivi unitario associato agli approdi contrattuali del primo periodo di regolazione (Euro/n° approdi/anno)**

	2001/2	2002/3	2003/4	2004/5	Delta % 2004 su 2001
Cna					
Cna	16.271,491063	17.007,119989	18.916,430343	23.816,756937	46,4%

**Tabella 4 – Corrispettivi unitario variabile volumi rigassificati del primo periodo di regolazione (Euro/GJ)**

	2001/2	2002/3	2003/4	2004/5	Delta % 2004 su 2001
CVL					
CVL	0,06433	0,064737	0,064996	0,065321	1,5%
CV <sup>LP</sup>		0,00125	0,003133	0,004277	--
TotaleCVL	0,06433	0,065987	0,068129	0,069598	8,2%

Per quanto riguarda i nuovi investimenti, la deliberazione n. 120/01 ha previsto un sistema di incentivi destinati al potenziamento o alle realizzazioni di nuovi terminali. Gli incrementi patrimoniali derivanti da tali investimenti sono stati remunerati con una componente addizionale di ricavo a partire dall'anno termico successivo all'anno solare in cui l'investimento è entrato in esercizio così suddivisa:

- per la capacità, un ricavo addizionale pari al 9,09% del valore dell'incremento patrimoniale relativo agli investimenti;
- per i volumi, un corrispettivo unitario integrativo in misura pari al 6,06% dell'incremento patrimoniale diviso per i volumi rigassificati nell'anno 2000.

La deliberazione n. 120/01 prevedeva che il ricavo addizionale per la capacità fosse riconosciuto per ciascun anno termico fino alla fine del primo periodo di regolazione, e che il ricavo addizionale per i volumi fosse riconosciuto per ciascuno dei sei anni termici successivi all'entrata in esercizio dell'investimento. Tali ricavi aggiuntivi non erano soggetti a rettifiche annuali e a recuperi di produttività.

Alla fine del primo periodo di regolazione il valore degli incrementi patrimoniali derivanti da nuovi investimenti sarà considerato parte del nuovo capitale investito netto riconosciuto ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto e di rigassificazione per il periodo di regolazione che decorre dal 1 ottobre 2005.

La capacità di trasporto nel punto di entrata della rete nazionale di gasdotti dal terminale di Panigaglia è stata interamente allocata all'operatore del terminale che ha così garantito l'accesso alla rete di tutti i volumi rigassificati. I costi di capacità sono stati allocati agli utilizzatori del terminale in base alle quantità contrattuali di gas naturale liquefatto consegnate mensilmente.

#### *1.5 Richieste di modifiche e integrazioni dell'attuale ordinamento tariffario*

Durante il primo periodo di regolazione tariffaria è emersa, in primo luogo, l'esigenza di approfondire i temi relativi all'approvvigionamento del Gnl per il mercato italiano e alle modalità con le quali si è svolto tale servizio presso l'impianto di Panigaglia. Con riferimento a questi temi e riprendendo quanto già descritto nella presentazione del contesto normativo (vedi paragrafo 1.2), l'Autorità ha avviato, con la delibera 18 novembre 2004, n. 204/04, una istruttoria conoscitiva al fine di accertare:

- il mancato utilizzo da parte della società Eni dell'intera capacità del terminale ad essa conferita per gli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, durante i quali altri utenti avevano richiesto l'accesso al servizio di rigassificazione di tipo continuo, rifiutate da Gnl Italia, per insufficienza di capacità;
- le modalità con le quali si è svolto l'accesso al servizio di rigassificazione spot, relativamente al quale, negli anni termici 2001/2002 e 2002/2003, un unico operatore ha ottenuto il 90% della capacità conferita;
- l'incertezza dei tempi e delle modalità, segnalate da alcuni operatori, con le quali la società Gnl Italia effettua le necessarie verifiche sull'omologazione delle navi metaniere ai fini dell'approvazione per la scarica presso il terminale di Panigaglia;
- la mancata realizzazione di interventi di potenziamento del terminale di rigassificazione di Panigaglia, a seguito dell'offerta da parte di alcuni operatori di sostenerne il costo al fine di ottenere l'accesso al terminale.

Non sono invece state richieste da parte degli utenti del servizio modifiche e integrazioni dell'ordinamento tariffario.

## 2 L'ORDINAMENTO TARIFFARIO DELL'ATTIVITÀ DI UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE

### 2.1 *Indirizzi di carattere generale*

Con la segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al governo in materia di terzietà della rete nazionale, degli stoccaggi e di sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale del 27 gennaio 2005, basata sulle conclusioni dell'istruttoria conoscitiva sul mercato del gas condotta congiuntamente dall'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato e dall'Autorità pubblicata il 17 giugno 2004, l'Autorità ha formulato osservazioni e proposte per lo sviluppo concorrenziale del mercato del gas, elemento essenziale per la competitività complessiva del Paese.

Tra le misure individuate si segnalano quelle che pongono le imprese nelle migliori condizioni per lo sviluppo delle infrastrutture essenziali che garantiscano la sicurezza e l'adeguatezza degli approvvigionamenti e concorrano alla disponibilità di un'offerta di capacità in grado di assicurare le migliori condizioni per lo sviluppo di un mercato concorrenziale.

Infatti, l'istruttoria conoscitiva congiunta con l'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato ha evidenziato come lo sviluppo di una effettiva concorrenza sia strettamente condizionato dall'ingresso di nuovi operatori indipendenti dall'*incumbent* nell'approvvigionamento di gas a condizioni competitive e che una sufficiente flessibilità di offerta possa essere garantita da una adeguata offerta di capacità in grado di assicurare adeguati margini rispetto alla esigenza della domanda.

L'avvio di nuovi progetti che riguardano la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di Gnl ancor più se non tarati esattamente su quote predeterminate di domanda, rappresenta quindi un'importante occasione per l'avvio della concorrenza.

Si ritiene che, ai fini della determinazione delle tariffe per il secondo periodo di regolazione, sia opportuno:

- assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione, anche per garantire un'offerta di capacità che assicuri adeguati margini rispetto alla esigenza di sviluppo della domanda;
- in tale prospettiva introdurre condizioni in grado di permettere la realizzazione dei terminali di rigassificazione anche in mancanza di soggetti titolari del diritto di allocazione ai sensi dell'articolo 27 della legge n. 273/02 (e l'ingresso di nuovi soggetti in un'ottica maggiormente concorrenziale) al fine di prevenire possibili condizionamenti derivanti dal loro controllo da parte dell'operatore dominante, a garanzia dello sviluppo della concorrenza nel mercato interno ed a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo;
- sviluppare le condizioni per creare una maggiore liquidità del mercato attraverso flussi non riconducibili ai contratti *take or pay*, ad esempio tramite la realizzazione di nuova capacità dei terminali in mancanza di soggetti titolari del diritto di allocazione ai sensi dell'articolo 27 della legge n. 273/02 e attraverso il 20% della nuova capacità dei terminali disponibile per terzi per alimentare un mercato *spot* del gas o forniture da destinare ad una maggiore liquidità del punto

di scambio virtuale. Ciò naturalmente nell'ipotesi di un mercato Gnl sufficientemente sviluppato ed in grado di assicurare la disponibilità di navi anche al di fuori del canale tradizionale del contratto *take or pay*, o come esito delle ottimizzazioni nei progetti esistenti;

- definire condizioni di entry che non penalizzino né le società di trasporto né i terminali di rigassificazione fornendo, nel contempo, indicazioni certe e stabili agli utenti degli impianti di rigassificazione;
- prevedere opportune forme di garanzia ai soggetti che intendano costruire nuovi terminali in mancanza di soggetti titolari del diritto di allocazione ai sensi dell'articolo 27 della legge n. 273/02;
- definire criteri che contemplino, da una parte, un ritorno certo degli investimenti, dall'altra, limitino il rischio di accaparramento di capacità, favorendo il mercato *spot*;
- definire criteri che comportino il più possibile la determinazione delle posizioni di costo degli utenti *ex-ante*;
- definire criteri che non introducano o assecondino discriminazioni ingiustificate tra gli operatori.

## 2.2 Nuovi criteri di determinazione tariffaria

Alla luce pertanto dell'esperienza del primo periodo di regolazione, tenuto conto degli indirizzi generali sopra richiamati, per il secondo periodo di regolazione l'Autorità formula le proposte di seguito descritte.

Con riferimento alla determinazione dei livelli tariffari:

- confermare i meccanismi della deliberazione n. 120/01 per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito netto;
- applicare un tasso di remunerazione del capitale investito in un intervallo di valori compreso tra 7,1% e 8,1%;
- applicare per la determinazione dei costi operativi riconosciuti il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 120/01;
- 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;

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria:

- proporre una ripartizione dei ricavi 80:20 tra le componenti *capacity* e *commodity* articolando ulteriormente la quota *capacity* in una quota relativa

all'impegno di capacità di rigassificazione e in una quota relativa al numero di approdi;

- prevedere l'articolazione della tariffa di rigassificazione e l'applicazione dei corrispettivi in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa di rigassificazione;
- confermare la previsione di tariffe agevolate per il servizio di rigassificazione *spot*.

### 2.3 *Durata del periodo di regolazione tariffaria*

Al fine di perseguire l'obiettivo di promuovere la concorrenza l'Autorità intende proporre una durata del periodo di regolazione dell'attività di utilizzo dei terminali di Gnl pari a tre anni termici in modo che l'inizio del prossimo periodo di regolazione tariffaria sia congruente con l'avviamento di nuovi terminali. Questa soluzione permette:

- di articolare la regolazione del prossimo triennio sulla base delle specifiche del terminale di Panigaglia;
- di anticipare criteri di riferimento che potranno essere adottati in un contesto di offerta più articolato;
- di demandare al successivo periodo la relativa regolazione di dettaglio.

La durata ridotta del periodo di regolazione dell'attività di rigassificazione di Gnl è da intendersi come fatto contingente; tale durata, a partire dall'1 ottobre 2008, ritornerà ad essere in sincronia con il periodo regolatorio del trasporto e della distribuzione.

*Punto di discussione n. 1. Si ritiene condivisibile la proposta di adottare transitoriamente una durata del periodo di regolazione tariffaria dell'attività di rigassificazione di Gnl pari a tre anni termici? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quali alternative si suggeriscono?*

### 2.4 *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 rigassificazione. Tali vincoli rappresentano valori massimi rispetto ai quali le imprese di rigassificazione possono applicare eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.

Ai sensi dell'articolo 23, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00 il vincolo sui ricavi dell'attività di rigassificazione 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 rigassificazione di Gnl;

- i costi operativi riconosciuti per l'esercizio economico.

#### *2.4.1 La determinazione del capitale investito*

Il capitale investito netto riconosciuto per l'attività di rigassificazione all'inizio del nuovo periodo regolatorio sarà calcolato (in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione n. 120/01) con il metodo del costo storico rivalutato tenuto conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni effettuate in tale periodo.

Infatti, l'articolo 11, comma 7 della deliberazione n. 120/01 dispone che il valore del capitale investito netto riconosciuto ai fini della determinazione delle tariffe di rigassificazione per il secondo periodo di regolazione che decorre dall'1 ottobre 2005 è dato dal valore del capitale riconosciuto in sede di prima applicazione della delibera medesima, al quale sono sommati gli incrementi patrimoniali relativi ai nuovi investimenti di cui all'articolo 4 e detratte le quote di ammortamento, nonché le dismissioni valutate secondo i criteri di cui all'articolo 3, comma 5, della medesima deliberazione, tenuto conto dell'inflazione del periodo di regolazione.

Il capitale investito netto del secondo periodo di regolazione sarà pertanto calcolato applicando al costo storico delle immobilizzazioni realizzate a partire dall'anno 1950 (considerate in sede di prima definizione delle tariffe di rigassificazione) e agli incrementi patrimoniali relativi ai nuovi investimenti realizzati tra il 2001 e il 2004 (come comunicati dalle imprese di rigassificazione ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 120/01) al netto delle dismissioni effettuate, la metodologia del costo storico rivalutato prevista all'articolo 3 della medesima deliberazione.

Relativamente ai nuovi investimenti realizzati dalle società di rigassificazione nel corso del primo periodo di regolazione, eventuali contributi versati da pubbliche amministrazioni e da privati saranno portati a detrazione dal valore degli incrementi patrimoniali a cui si riferiscono.

Ai fini del calcolo del capitale investito vengono considerati anche gli incrementi patrimoniali necessari allo svolgimento dell'attività di rigassificazione presenti nel bilancio di soggetti diversi dall'impresa stessa.

Per la rivalutazione dell'attivo immobilizzato 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 rigassificazione.

Ai fini del calcolo del fondo ammortamento tecnico sono confermate le categorie di cespiti e la durata delle vite utili tecniche previste nel primo periodo di regolazione.

La deliberazione n. 120/01 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.

Al fine di garantire la continuità operativa sul piano gestionale delle società di rigassificazione, anche per il secondo periodo di regolazione, si intende considerare nullo l'effetto del capitale circolante sul valore del capitale investito netto.



*Punto di discussione n. 2. Si condivide la metodologia proposta per il calcolo del capitale investito netto riconosciuto?*

*Punto di discussione n. 3. Si condivide la proposta di considerare nullo il valore del capitale circolante netto? In alternativa, si ritiene opportuno, in analogia alla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, riconoscere un valore di capitale circolante netto pari ad un valore percentuale forfetario delle immobilizzazioni materiali nette? In caso di risposta affermativa, quale valore e per quale motivo?*

#### 2.4.2 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 rigassificazione 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 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.

La formula sopra riportata si discosta parzialmente da quella utilizzata nel primo periodo di regolazione, ma tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali. Essa inoltre risulta coerente con la formula applicata per la recente determinazione delle tariffe per il servizio di

distribuzione del gas e per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica.

Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio si intende far riferimento anche per il nuovo periodo regolatorio al 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 pertanto determinato come:

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

dove:

- $r_f$  è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- MRP è 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;
- $\beta$  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), pari a 4,259% per l'anno solare 2004. Tale scelta, tra l'altro, appare in linea con quanto adottato sia per la determinazione del tasso di remunerazione dell'attività di trasporto, stoccaggio 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.

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. Come valore del premio per il rischio di mercato si intende confermare il valore del 4% già utilizzato nei vari provvedimenti di regolazione tariffaria del settore gas ed elettrico.

L'attività di rigassificazione è condizionata dalla concorrenza della movimentazione del gas via gasdotto nonché delle specifiche organizzative e tecnologiche insite in questo servizio. In mancanza di dati specifici relativi a società europee che svolgono tale attività da utilizzare per identificare i valori del parametro  $\beta$  di riferimento, si è comunque ritenuto opportuno considerare le specificità dell'attività di rigassificazione

(concessione, rischio climatico, rischio sull'intera catena del Gnl a monte) riconoscendo implicitamente una differente rischiosità di tale attività rispetto a quelle di trasporto e di distribuzione del gas. Sulla base di tali considerazioni si ritiene che il WACC reale *pre tax* possa essere collocato in un intervallo compreso tra il 7,1% e 8,1%.

Stante questa assunzione, tenuto conto delle indicazioni già fornite nel documento di consultazione in materia di tariffe di trasporto e considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,7<sup>1</sup> il valore di beta *unlevered* attribuibile a tale attività risulta compreso tra 0,46 e 0,63, che è coerente con un settore più a rischio del trasporto gas, ma sufficientemente protetto sul lato ricavi.

*Punto di discussione n. 4. Si ritengono condivisibili i valori e gli intervalli del WACC sopra riportati? In caso contrario per quale motivo? Quale valore del WACC risulta più idoneo?*

*Punto di discussione n. 5. Si ritiene proponibile, in analogia a quanto previsto per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,7 ? In caso di risposta affermativa, per quale motivo e quali alternative si suggeriscono?*

*Punto di discussione n. 6. Esistono elementi oggettivi che possano indicare il valore di beta per attività come quella di rigassificazione? Quale valore si ritiene sia il più indicato?*

#### *2.4.3 La determinazione della quota di ammortamento*

La quota relativa agli ammortamenti economico-tecnici viene definita con riferimento alle vite utili tecniche definite dall'Autorità per ciascuna categoria di cespiti, riportate nella tabella n. 5.

Il calcolo della quota si effettua mediante la somma delle quote di ammortamento relative alle singole categorie di immobilizzazioni, ottenute ripartendo il relativo capitale investito lordo per gli anni di vita utile indicati.

Sono confermate le categorie di cespiti e la durata delle vite utili tecniche previste nel primo periodo di regolazione ad eccezione della categoria Fabbricati per la quale, in analogia con quanto previsto nel settore elettrico e con quanto proposto nel regime individuale della distribuzione<sup>2</sup> e per il trasporto del gas, si propone che la vita tecnica utile si riduca da 50 a 40 anni.

---

<sup>1</sup> Durante il primo periodo di regolazione, in considerazione dell'evoluzione dell'assetto del settore del gas, era stato definito un rapporto tra debito e capitale di rischio pari 0,48. Tuttavia, veniva ipotizzato che tale rapporto nel corso del periodo di regolazione (si veda a tale proposito quanto riportato nella relazione tecnica della deliberazione 120/01), anche sulla base dell'esperienza internazionale, si potesse avvicinare all'unità, a livelli più tipici di imprese attive in paesi a regolazione matura.

<sup>2</sup> Documento di consultazione del 25 gennaio 2005 "Modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione di gas naturale e di gas diversi da gas naturale, istituito dall'articolo 9 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04 e dall'articolo 9 della deliberazione 30 settembre 2004, n. 173/04 "

Tabella n. 5- - Vita tecnica utile per le diverse categorie di cespiti

<b>Categoria di cespiti</b>	<b>Vita tecnica utile (in anni)</b>
Fabbricati	40
Condotte e derivazioni	40
Impianti di Gnl	25
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

*Punto di discussione n. 7. Si ritengono condivisibili le vite utili tecniche proposte per il calcolo degli ammortamenti economici-tecnici? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quali alternative si suggeriscono?*

#### 2.4.4 La determinazione dei costi operativi riconosciuti

La componente dei costi operativi riconosciuti comprende tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili all'attività di rigassificazione, al netto dei costi operativi 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;
- altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie.

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.

Nel caso di un'impresa che abbia in gestione o affittato un'infrastruttura di rigassificazione di proprietà di un'altra impresa, in nessun caso i costi operativi riconosciuti comprenderanno i costi relativi ai canoni di affitto.

Ai sensi dell'articolo 11, comma 9, della deliberazione n. 120/01, l'Autorità definisce il valore dei costi operativi per il secondo periodo di regolazione, riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi del medesimo provvedimento.

Pertanto, i costi operativi del secondo periodo di regolazione saranno calcolati a partire dal valore dei costi operativi sopra descritti effettivamente sostenuti nell'esercizio 2004, così come risultanti dal bilancio d'esercizio certificato dall'impresa di rigassificazione (e dai conti separati per unbundling), aumentati del 50% della differenza tra il suddetto valore e il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo periodo di regolazione,

tenuto conto del livello di recupero di produttività prefissato (2%) e dei costi operativi riconosciuti per i nuovi investimenti effettuati nel quadriennio.

L'Autorità non riconoscerà costi operativi superiori a quelli efficienti riconosciuti nel primo periodo di regolazione (aggiornati e tenuto conto dei nuovi investimenti effettuati).

*Punto di discussione n. 8. Si ritiene condivisibile il livello del 50% della differenza tra il valore di costi operativi regolati e i costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2004 da riconoscere all'impresa di rigassificazione secondo il criterio del profit sharing? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quali alternative si suggeriscono?*

## 2.5 Ripartizione dei ricavi

Si ritiene opportuno confermare anche per il secondo periodo di regolazione una ripartizione del vincolo sui ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity*. Tuttavia a differenza di quanto previsto con la deliberazione n. 120/01 si propone una componente *capacity* pari al 80% del vincolo e una componente *commodity* pari al 20%.

L'assegnazione di una percentuale predominante alla parte *capacity*, rispetto alla quale vengono definiti i corrispettivi di capacità, permette di responsabilizzare gli utenti del servizio in sede di determinazione dei propri impegni di rigassificazione, lasciando comunque all'impresa di rigassificazione incentivi alla massimizzazione del volume rigassificato.

La componente *capacity*  $RL^C$  viene poi ulteriormente suddivisa in una quota di ricavi pari al 10%  $RL^A$ , relativa al numero annuo di approdi contrattuali, e per il rimanente 90% nella quota di ricavi  $RL^Q$ , relativa al volume annuo di Gnl contrattuale. A partire dalle suddette quote di ricavo vengono calcolati, rispettivamente, i corrispettivi unitari associati agli approdi contrattuali e all'impegno associato ai quantitativi di gas naturale liquefatto.

A partire invece dal valore della componente *commodity*,  $RL^E$  viene invece definito il corrispettivo variabile di rigassificazione, tenuto conto dei criteri di aggiornamento, come proposto nel paragrafo 3.1.

Il corrispettivo variabile integrativo di rigassificazione,  $CVL^P$ , riconosciuto ai sensi della deliberazione n. 120/01 a fronte degli investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione, continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere relative.

*Punto di discussione n. 9. Si ritiene condivisibile la ripartizione dei ricavi proposta? In caso di risposta negativa, quale ripartizione si propone e per quale motivo?*

## 2.6 Il trattamento dei nuovi investimenti

Lo sviluppo delle infrastrutture esistenti nonché la realizzazione di nuovi terminali di Gnl costituiscono una condizione necessaria per favorire il processo di liberalizzazione del mercato del gas.

In coerenza con l'obiettivo di garantire un'offerta tale da assicurare un mercato concorrenziale, risulta opportuno incentivare la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione congruente con le esigenze di sviluppo del sistema, 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  $RLNI_t$ , che remunererà in misura maggiore rispetto a quanto già previsto per il capitale investito determinato ai sensi del paragrafo 2.4.1, il valore degli incrementi patrimoniali relativo 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 dall'impresе di rigassificazione presentano un livello di rischio differente, nonché apportano differenti contributi all'incremento delle fonti di approvvigionamento di gas naturale e all'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, verranno riconosciuti trattamenti differenziati, su archi temporali diversi, in funzione della tipologia degli investimenti effettuati.

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

$$RLNI_t = NI_{t-1} \times (rT_{05-09} + rT_{05-09}^{NI}) + AMM$$

dove:

- $NI_{t-1}$  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", entrati in servizio e riportati sui bilanci pubblicati, al netto di eventuali contributi versati da pubbliche amministrazioni e da privati;
- $rT_{05-09}$  è il tasso reale pre-tasse di remunerazione del capitale investito netto definito per il secondo periodo di regolazione ai sensi del paragrafo 2.4.2;
- $rT_{05-09}^{NI}$  è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il secondo periodo di regolazione, riconosciuto sulle diverse tipologie di nuovi investimenti, compreso tra 0 e 3%;
- AMM è la quota di ammortamento riconosciuta a fronte dei nuovi investimenti effettuati  $NI_{t-1}$ , sulla base delle vite utili stabilite per ogni categoria di cespiti, come riportate nel paragrafo 2.4.3.

Coerentemente con quanto proposto per l'attività di trasporto, i nuovi investimenti potranno essere classificati secondo più categorie distinte a cui saranno riconosciuti incrementi del tasso via via crescenti; ad esempio:

- investimenti che non determinano maggior utilizzazione del terminale;
- investimenti che determinano maggior utilizzazione del terminale, senza richiedere potenziamenti;
- investimenti di potenziamento o nuovi terminali (nuova capacità).

La voce di ricavo  $RLNI_t$  viene sommata alla voce di ricavo  $RL^C$  al fine della determinazione dei corrispettivi di capacità e di approdo per l'attività di rigassificazione.

La componente di ricavo addizionale  $RLNI_t$  viene ricalcolata ogni anno, determinando il valore cumulato dei nuovi investimenti  $NI_{t-1}$  con la stessa metodologia del costo storico rivalutato prevista per il calcolo del capitale investito netto. Il nuovo valore di  $NI_{t-1}$  è pertanto dato dal valore degli incrementi patrimoniali, al netto dei relativi ammortamenti economico-tecnici calcolati secondo i criteri di cui al paragrafo 2.4.3, e dei relativi contributi pubblici e privati percepiti, tenuto conto dell'inflazione.

Ogni anno viene calcolata la quota AMM, con riferimento ai nuovi investimenti effettuati negli anni precedenti. La quota AMM già riconosciuta, per gli investimenti effettuati precedentemente, è sottoposta ad aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$AMM = AMM_{NI\ t-1} (1 + I_{t-1} - RP)$$

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 è il tasso annuale prefissato di variazione della produttività, di cui al paragrafo 2.8.

Le imprese che nel secondo periodo di regolazione avvieranno l'attività di rigassificazione attraverso nuovi terminali calcoleranno, per i primi due anni, i corrispettivi di rigassificazione coerenti con il valore di vincolo sui ricavi ottenuto sommando:

- la remunerazione riconosciuta sul valore del capitale investito netto calcolato con il metodo del costo storico rivalutato;
- la relativa quota di ammortamento, in analogia a quanto previsto per le imprese di rigassificazione esistenti;
- i costi operativi proposti dalle imprese e approvati dall'Autorità.

A partire dal terzo anno la determinazione dei costi operativi avverrà con riferimento ai costi effettivamente sostenuti come riportati nell'ultimo bilancio d'esercizio certificato.

All'impresa sarà riconosciuto un vincolo di ricavo  $RL_t$  definito con la seguente formula:

$$RL_t = CIN \times (rT_{05-09} + rT_{05-09}^{NT}) + AMM + CO$$

dove:

- *CIN* è il valore del capitale investito netto, calcolato con il metodo del costo storico rivalutato illustrato nel paragrafo 2.4.1 a partire dagli investimenti relativi al nuovo terminale, compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e coerenti con criteri di economicità, riportati sui bilanci pubblicati, al netto di eventuali contributi versati da pubbliche amministrazioni e da privati;
- $rT_{05-09}$  e  $rT_{05-09}^{NI}$  hanno il medesimo significato riportato precedentemente;
- *AMM* è la quota di ammortamento riconosciuta a fronte del capitale investito netto, sulla base delle vite utili stabilite per ogni categoria di cespiti, come riportate nel paragrafo 2.4.3;
- *CO* è la quota relativa ai costi operativi riconosciuti, determinata a partire dai valori riportati sui bilanci pubblicati, ai sensi del paragrafo 2.4.4.

La ripartizione del vincolo sui ricavi avverrà con riferimento a quanto indicato nel paragrafo 2.5.

La componente di ricavo riconducibile all'incremento del tasso di remunerazione riconosciuto sui 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 e relativi alla realizzazione di nuovi terminali, tale componente di ricavo sarà riconosciuta per un arco temporale compreso tra 5 e 10 anni.

Le imprese di rigassificazione sono tenute alla comunicazione all'Autorità degli investimenti programmati, in modo da favorire il confronto concorrenziale nell'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 dell'industria ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 164/00.

*Punto di discussione n. 10. Si ritiene condivisibile la proposta relativa al riconoscimento dei nuovi investimenti nell'attività di rigassificazione? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale metodologia alternativa si propone e per quale motivo?*

*Punto di discussione n. 11. 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?*



## 2.7 Nuova capacità

L'Autorità, al fine di promuovere la concorrenza nell'offerta di gas, intende prevedere opportune forme di garanzia ai soggetti che intendano costruire nuovi terminali in assenza di soggetti titolari del diritto di allocazione. Tale garanzia potrebbe esplicarsi mediante la copertura di una quota parte del vincolo sui ricavi di riferimento, nel caso di non utilizzo del terminale.

L'ipotesi di seguito prospettata è articolata come segue:

- a) al fine di non introdurre discriminazioni si ritiene opportuno individuare un livello di garanzia analogo a quello previsto per i terminali che richiedono l'esenzione secondo la legge 239/04, lasciando all'operatore un incentivo al massimo utilizzo del terminale;
- b) è definita una quota parte pari all'80% del vincolo sui ricavi di capacità  $RL^C$  del nuovo terminale, da garantire, per un periodo di 20 anni, al soggetto che investe nell'infrastruttura; la quota rimanente della capacità nonché il valore del corrispettivo variabile di rigassificazione costituiscono l'incentivo per il soggetto gestore a utilizzare tutta la capacità;
- c) la quota parte dei ricavi  $RL^C$  è trasferita nel vincolo sui ricavi di trasporto della rete nazionale RTN, in analogia con quanto già avviene con il termine RA per il riconoscimento dei costi sostenuti per il servizio di modulazione;
- d) Snam Rete Gas (impresa maggiore di trasporto) riscuote mediante le tariffe di trasporto maggiorate gli importi a copertura della quota parte dei ricavi del nuovo terminale e riconosce tali importi al soggetto che realizza il terminale;
- e) in caso di effettivo utilizzo del nuovo terminale, la quota di ricavi riconosciuta nel vincolo sui ricavi del trasporto, RTN, sarà ridotta in maniera corrispondente; infatti la quota parte garantita del vincolo  $RL^C$  non andrà a sommarsi al ricavo realizzato, bensì si ridurrà proporzionalmente fino a annullarsi qualora i ricavi realizzati per impegno di capacità e approdi raggiungano la copertura garantita;
- f) l'intera capacità del terminale sarà messa a disposizione in coerenza con le condizioni di accesso al servizio di rigassificazione definite dal codice di rigassificazione.

Si propone inoltre che le tariffe di rigassificazione dei nuovi terminali siano articolate secondo i criteri previsti nel capitolo 3, a partire dalla ripartizione dei ricavi nelle quote  $RL^C$  e  $RL^E$ , illustrata nel precedente paragrafo 2.5.

Le imprese che realizzano e gestiscono nuovi terminali in regime di esenzione del diritto di accesso a terzi, ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04, definiranno il vincolo sui ricavi e le corrispondenti tariffe a prescindere dal regime di esenzione, fermo restando i rapporti negoziati tra le parti.

Al fine di favorire l'utilizzo dei nuovi terminali e contestualmente ridurre nel tempo la quota parte del vincolo sui ricavi dei nuovi terminali costruiti in mancanza di soggetti titolari del diritto di allocazione ai sensi dell'articolo 27 della legge n. 273/02, garantita dal trasportatore, l'Autorità propone l'introduzione di una riduzione tariffaria in un intervallo compreso tra il 50 e il 70% del corrispettivo di capacità di trasporto del punto di entrata alla rete nazionale interconnesso con il nuovo terminale per i soggetti che richiedono capacità continua di rigassificazione. Questo, congiuntamente alla maggior elasticità garantita da un impegno di capacità di lunga durata, potrebbe, da un lato, spingere i soggetti ad utilizzare il terminale con procedure diverse da quelle dello spot e dall'altro ridurre il differenziale di costo del servizio "integrato" di rigassificazione e trasporto dei nuovi terminali rispetto al terminale esistente.

Il corrispettivo di entrata è calcolato con riferimento all'intera capacità del punto di entrata, mentre la capacità di trasporto è allocata all'operatore del terminale nella misura da questi richiesta.

*Punto di discussione n. 12. Si ritiene condivisibile la proposta relativa al riconoscimento di forme di garanzia ai soggetti che intendano costruire nuovi terminali o mettere a disposizione nuova capacità di importazione in mancanza di soggetti titolari del diritto di allocazione? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale metodologia alternativa si propone e per quale motivo?*

*Punto di discussione n. 13. Si ritiene condivisibile la proposta di garantire al soggetto che investe nell'infrastruttura una quota parte pari all'80% del vincolo sui ricavi di capacità  $RL^C$  del nuovo terminale per un periodo di 20 anni? In caso di risposta negativa, per quale motivo e quali alternative si propongono?*

*Punto di discussione n. 14. Si ritiene condivisibile la proposta di introdurre una riduzione tariffaria in un intervallo compreso tra il 50 e il 70% del corrispettivo di capacità di trasporto del punto di entrata alla rete nazionale interconnesso con il nuovo terminale per i soggetti che richiedono capacità continua di rigassificazione? In caso di risposta negativa, per quale motivo e quali alternative si propongono? Per quale durata si ritiene opportuno applicare tale riduzione?*

*Punto di discussione n. 15. Si ritiene condivisibile la proposta relativa alla determinazione della tariffa e all'allocazione di capacità nel punto di entrata? In caso di risposta negativa, per quale motivo e quali alternative si propongono?*

## 2.8 Aggiornamento annuale delle tariffe di rigassificazione

In linea con quanto previsto nel primo periodo di regolazione, l'Autorità intende mantenere la suddivisione dei ricavi ammessi tra una parte maggiore garantita ed una parte minore esposta ai rischi e alle 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 e quindi l'aumento del gas rigassificato, che è remunerato ad un ricavo marginale superiore al costo marginale.

Pertanto, sia per la quota parte dei ricavi relativi alla *capacity* (per i nuovi investimenti valgono i meccanismi illustrati al punto 2.6), che per la quota parte relativa alla *commodity*, si procede ad un aggiornamento annuale dei ricavi consentiti tenuto conto dell'inflazione e del recupero di produttività applicato alle sole componenti del vincolo relative ai costi di gestione e alla quota ammortamento, tenuto conto di quanto previsto all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95 e in analogia alla legge 27 ottobre 2003, n. 290.

Ai fini dell'aggiornamento la quota di ricavi di *capacity*  $RL^C$  viene articolata nella componente  $RL_{capitale}$ , riconducibile alla remunerazione riconosciuta sul capitale investito relativo all'impianto di rigassificazione e nella componente  $RL_{co+amm}$ , riconducibile ai costi operativi e alla quota ammortamento riconosciuta, che sarà aggiornata sulla base della seguente formula:

$$RL_{co+amm}^t = RL_{co+amm}^{t-1} (1 + I_{t-1} - RP)$$

Relativamente alla quota parte dei ricavi  $RL_{capitale}$ , si propone l'aggiornamento mediante il ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto esistente al 31 dicembre 2004, ovvero, al primo anno di applicazione tariffaria, tenuto conto dell'inflazione e delle dismissioni eventualmente effettuate dall'impresa nel corso del periodo, sulla base dei criteri proposti nel paragrafo 2.4.1 e delle vite utili proposte nel paragrafo 2.4.3 per il calcolo del fondo ammortamento relativo agli anni successivi al 2004.

Per l'anno termico 2005-2006, il vincolo sui ricavi sarà calcolato tenuto conto del fattore correttivo relativo all'anno termico 2003-2004, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione n. 120/01.

La somma dei valori aggiornati di  $RL_{co+amm}$  e  $RL_{capitale}$  costituisce la componente di ricavo  $RL^C$  a partire dalla quale calcolare i corrispettivi di approdo e di capacità di rigassificazione per l'anno termico di riferimento.

La voce di ricavo  $RL^E$ , a partire dalla quale calcolare ogni anno il corrispettivo associato all'energia trasportata, sarà sottoposta ad aggiornamento secondo la seguente formula:

$$RL^E_t = RL^E_{t-1} (1 + I_{t-1} - RP) - P$$

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;
- $RP_L$  è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività per la quota di costo legata all'energia rigassificata;
- $P$  è il valore delle penali introitate due anni termici precedenti quello di riferimento per il calcolo.

Si ricorda che i costi operativi e la quota ammortamento riconosciuta rappresentano una quota del vincolo sui ricavi superiore a quella allocata alla voce di ricavo  $RL^E$ .

L'Autorità intende definire il coefficiente di recupero di produttività, RP, con riferimento:

- ai piani di sviluppo della infrastrutture di rigassificazione;
- ai recuperi realizzati dall'impresa di rigassificazione 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.

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.

In funzione degli elementi sopra richiamati, si propone di stabilire un valore di efficientamento RP compreso tra 2 e 3 %.

Ai fini dell'aggiornamento annuale dei ricavi relativi al terminale di rigassificazione, si terrà inoltre conto dei parametri Y, Q e W relativi a variazioni dei vincoli sui ricavi in relazione, rispettivamente, a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo, al recupero di qualità rispetto a standard prefissati e ad attività volte al controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Qualora nel corso del periodo di regolazione siano intervenute delle variazioni a seguito di modifiche degli assetti societari, quali ad esempio scorporazioni, acquisizioni e fusioni societarie, relative a parti di rete, le imprese continueranno a calcolare le tariffe sulla base del regime tariffario in vigore.

*Punto di discussione n. 16. Si ritiene condivisibile i criteri di aggiornamento proposti? In caso di risposta negativa, per quale motivo? In alternativa, quale metodologia si propone e per quale motivo?*

*Punto di discussione n. 17. Si ritiene che il valore di efficientamento debba essere differenziato tra nuovi impianti e impianti esistenti?*

Al fine di perseguire il duplice scopo di garantire adeguate forme di garanzia agli operatori del terminale nel caso di scostamento tra i ricavi effettivi e i ricavi di riferimento e di evitare l'insorgere di fenomeni circolari in caso di sottoutilizzo del terminale e/o dei nuovi terminali che determinino incrementi tariffari per gli utilizzatori, l'Autorità ritiene opportuno introdurre, in prospettiva e con riferimento a quanto già indicato nel paragrafo 2.7, una garanzia di copertura pari al 80% della componente di capacità  $RL^C$ . Tale garanzia sostituirebbe l'attuale fattore correttivo  $FC^L$  e verrebbe posta a carico del sistema tariffario del trasporto.

In attesa dell'entrata in esercizio dei nuovi terminali, si ritiene opportuno confermare transitoriamente anche nel prossimo periodo di regolazione una garanzia a copertura della quota di ricavi  $RL^C$  attraverso un fattore correttivo  $FC^L$  tale da ricondurre i ricavi effettivi a quelli di riferimento in caso di scostamento. Poiché i dati per la determinazione dei fattori correttivi sono definibili solamente nel corso dell'anno termico, la correzione assume il carattere di conguaglio *ex post*, il cui valore deve essere incrementato degli interessi calcolati al costo riconosciuto del capitale di debito ( $Kd$  è pari al 4,66%), in modo da garantire la massima neutralità.

Si propone che, a differenza di quanto applicato nel primo periodo di regolazione, il fattore correttivo sia applicato solo in sede di revisione dei ricavi di riferimento, al fine di evitare andamenti altalenanti delle tariffe riconducibili alla presenza o assenza tra un anno e l'altro di tale fattore correttivo. A tal fine, i fattori correttivi di competenza di ciascun anno termico, opportunamente rivalutati, potranno essere anche compensati tra loro al termine del periodo di regolazione, con un impatto minimo sulle nuove tariffe di rigassificazione.

Nel calcolo dei ricavi effettivi, si terrà conto anche di eventuali ricavi addizionali introitati dalla società di rigassificazione e percepiti ai sensi di disposizioni stabilite dal codice di rigassificazione nonché di nuovi ricavi derivanti da altre attività.

Per l'anno termico 2005-2006, il vincolo sui ricavi sarà calcolato tenuto conto del fattore correttivo relativo all'anno termico 2003-2004, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione n. 120/01.

In ogni caso la cumulabilità dei fattori correttivi sarà ammessa entro una determinata fascia di scostamento ( $\pm 5\%$ ); qualora questa fascia venga superata il fattore correttivo sarà inglobato in tariffa.

*Punto di discussione n. 18. Si ritengono condivisibili le proposte di garanzia a copertura della quota dei ricavi ?*

*Punto di discussione n. 19. Si ritiene condivisibile la proposta di applicare il fattore correttivo solo al termine del periodo regolatorio al fine di migliorare la stabilità tariffaria? In caso di risposta negativa, per quale motivo? In alternativa, quale metodologia si propone e per quale motivo?*

*Punto di discussione n. 20. Si ritiene condivisibile la fascia di scostamento indicata? In alternativa quale valore si ritiene sia più corretto?*

### 3 STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA

#### 3.1 La struttura tariffaria

Le tariffe per il servizio di rigassificazione di Gnl rappresentano tariffe massime. Le imprese di rigassificazione applicano le tariffe, e le eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti. L'applicazione di un'eventuale riduzione tariffaria darà luogo ad un corrispondente riproporzionamento del vincolo sui ricavi.

A differenza di quanto previsto nel primo periodo di regolazione, l'Autorità intende definire l'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione.

La tariffa di rigassificazione TL, per il servizio di rigassificazione continuativo conferito su base annua per l'utente che approda al terminale, consegna gas naturale liquefatto e ritira volumi di gas rigassificati all'ingresso della rete nazionale, è data dalla seguente formula:

$$TL = Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P) * E$$

dove :

- Cqs è il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di gas naturale liquefatto, espresso in Euro per metro cubo liquefatto;
- QS sono le quantità contrattuali di gas naturale liquefatto consegnabili nell'anno, espresse in metri cubi di gas liquido;
- Cna è il corrispettivo unitario associato agli approdi contrattuali, espresso in Euro per numero di approdi;
- NA è il numero annuo di approdi contrattuali;
- CVL è il corrispettivo unitario variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in Euro per GigaJoule;
- CVL<sup>P</sup> è il corrispettivo unitario variabile integrativo per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in Euro per GigaJoule;
- E è la quantità di energia associata ai volumi di Gnl rigassificati (al netto dei consumi e perdite), espressa in GigaJoule.

Un corrispettivo in natura pari al 2% dei quantitativi di Gnl consegnato dovrà essere corrisposto dall'utente del terminale di Panigaglia a copertura dei consumi e perdite della catena della rigassificazione. Per i nuovi terminali tale percentuale sarà opportunamente determinata in funzione delle specifiche configurazioni impiantistiche.

Il corrispettivo variabile integrativo, CVL<sup>P</sup>, riconosciuto ai sensi della deliberazione n. 120/01 a fronte degli investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione, continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere relative.

In analogia con quanto previsto nel documento di consultazione 14 luglio 2004, in cui si illustrano le proposte dell'Autorità in merito alle modalità di erogazione del servizio, i corrispettivi sopra evidenziati sono applicati in funzione della tipologia di servizio fornito dall'impresa di rigassificazione.

Il costo associato al corrispettivo Cqs deve essere corrisposto indipendentemente dall'effettiva utilizzazione del terminale di rigassificazione, mentre il corrispettivo variabile e il corrispettivo di approdo Cna saranno applicati rispettivamente ai volumi effettivamente rigassificati e agli approdi effettivi. Relativamente al corrispettivo di impegno Cqs si propone che l'utente non sia soggetto al pagamento di tale corrispettivo solo nel caso e relativamente alla capacità non utilizzata e resa disponibile dal medesimo e conferita dall'impresa di rigassificazione su base mensile ad un altro utente del servizio di rigassificazione continuativo.

Coerentemente con quanto illustrato nel documento di consultazione 14 luglio 2004 e ai fini del presente documento, la capacità conferita su base mensile ad un utente del servizio di rigassificazione continuativo è la capacità di rigassificazione continuativa conferita dall'impresa di rigassificazione con un anticipo inferiore ai due mesi rispetto al mese in cui ne è previsto l'utilizzo ed individuata a seguito della definizione dei programmi vincolanti relativi ai volumi previsti in consegna nello stesso mese. L'impresa di rigassificazione, nel caso di conferimento del servizio di rigassificazione continuativo su base mensile, applica i corrispettivi Cqs e Cna e il corrispettivo variabile.

Nel caso di conferimento del servizio di rigassificazione su base spot<sup>3</sup>, l'impresa di rigassificazione applica il corrispettivo tariffario Cna e il corrispettivo variabile a consuntivo, come nei due casi precedenti nonché il corrispettivo di impegno Cqs modulato sulla base di un coefficiente  $\alpha$ , compreso in un intervallo di valori tra 0,5 e 0,8, cui corrispondono riduzioni della tariffa di rigassificazione, rispettivamente pari a circa il 36 e il 15%. Questo per il prossimo periodo di regolazione, caratterizzato da condizioni di offerta e domanda simili a quelle attuali. In prospettiva, quando dovesse iniziare a manifestarsi l'eccesso di capacità delle infrastrutture, il coefficiente  $\alpha$  potrebbe assumere valori pari all'unità o anche superiori, per fornire un incentivo a sottoscrivere contratti di tipo continuo.

*Punto di discussione n. 21. Si concorda con la proposta relativa all'articolazione tariffaria da applicarsi alle diverse tipologie di servizio di rigassificazione individuate? In caso di risposta negativa, quali alternative si propongono e per quali motivi?*

*Punto di discussione n. 22. Si ritiene condivisibile che i criteri proposti con riferimento all'articolazione tariffaria siano applicati anche dalle imprese che gestiscono i nuovi terminali? Si ritiene invece opportuno lasciare la libertà agli operatori di proporre la struttura tariffaria più adeguata alla tipologia di impianto?*

*Punto di discussione n. 23. Si ritengono condivisibili i valori relativi all'introduzione di un coefficiente  $\alpha$ , compreso in un intervallo di valori tra 0,5 e 0,8, da applicarsi al servizio di rigassificazione su base spot? In caso di risposta negativa, quali alternative si propongono e per quali motivi? Quale valore dell'intervallo si ritiene sia il più indicato?*

<sup>3</sup> La capacità conferita su base spot è la capacità di rigassificazione conferita con riferimento ad una singola scarica da effettuarsi in una data prestabilita (c.d. finestra o cancello) individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle scariche.

### 3.2 *Il corrispettivo di approdo e di capacità*

Per quanto riguarda il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di gas naturale liquefatto, si propone di calcolarlo come rapporto tra il valore di riferimento  $RL^Q$  e la capacità di gas naturale liquefatto consegnabile nell'anno all'impianto.

Il corrispettivo unitario associato agli approdi contrattuali verrà calcolato come rapporto tra il valore di riferimento  $RL^A$  e il numero medio di approdi annui effettuabili presso il terminale, stimato dall'impresa di rigassificazione ma sottoposto a verifica da parte dell'Autorità sulla base dei valori storici e dei limiti fisici di approdo.

*Punto di discussione n. 24. Si concorda con la proposta relativa al corrispettivo di approdo e di capacità? In caso di risposta negativa, quali alternative si propongono e per quali motivi?*

### 3.3 *Il corrispettivo variabile*

Per il secondo periodo di regolazione, si propone di mantenere l'applicazione del corrispettivo variabile con riferimento all'energia rigassificata al netto dei consumi e perdite.

Per quanto riguarda il corrispettivo unitario variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati, si propone di calcolarlo come rapporto tra il valore di riferimento  $RL^E$  e il 90% dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili dall'impianto, al fine di incentivare l'ottimizzazione di utilizzo del terminale esistente.

*Punto di discussione n. 25. Si concorda con la proposta relativa al corrispettivo variabile? In caso di risposta negativa, quali alternative si propongono e per quali motivi?*