

iniziative assunte e previste per il miglioramento; presenterà all'Autorità un aggiornamento dei livelli attesi per il 2007 e comunicherà a ciascun cliente della rete di trasmissione la situazione relativa al suo punto di connessione. Inoltre, per la prima volta sono stati pubblicati i livelli minimi di potenza di corto circuito di tutti i nodi della rete di alta tensione: si tratta di parametri importanti per valutare anche altri aspetti della qualità della tensione, congiuntamente ai sistemi di rilevazione dei disturbi che TERNA e le imprese distributrici in alta tensione stanno predisponendo.

La fissazione e la verifica dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione costituiscono il primo passo verso la futura introduzione di un sistema di regolazione, basato su standard, indennizzi e incentivi, anche per la trasmissione, analogamente a quanto già fatto per la distribuzione. Infine, nell'ambito del Codice di rete, predisposto da TERNA e verificato positivamente dall'Autorità con la delibera n. 79/05, sono state definite regole dettagliate per la registrazione delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale.

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Nel 2005 l'Autorità ha avviato la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione, avvalendosi delle strutture e dei finanziamenti della Ricerca di sistema. La qualità della tensione di fornitura comprende un elevato numero di parametri tecnici descritti e caratterizzati nella norma tecnica europea EN 50160. Essa, recepita in Italia dalla norma del CEI EN 50160, in relazione ad alcuni parametri di qualità della tensione fornisce valori di riferimento. La qualità della tensione è costituita infatti, oltre che dalle interruzioni del servizio, anche da altri disturbi transitori del livello di tensione (*buchi*, *flicker*, *armoniche* ecc.). In particolare per le interruzioni e i buchi di tensione (cadute di tensione oltre la soglia del 10% della tensione nominale per durate molto brevi, in genere inferiori al secondo) sono forniti valori indicativi che si rivelano non adeguati alle esigenze di gran parte dei clienti utilizzanti energia elettrica per usi industriali o di servizi. Infatti gli sbalzi di tensione profondi e rapidi rappresentano eventi dannosi per i consumatori industriali, soprattutto per quelli tecnologicamente più avanzati.

La campagna di monitoraggio della qualità della tensione promossa dall'Autorità si pone quali obiettivi principali: la raccolta di elementi conoscitivi sulle attuali *performance* delle reti di distri-

buzione in media tensione da rendere pubblicamente disponibili; l'analisi delle origini dei disturbi che provocano variazioni ai parametri di qualità della tensione, tenuto conto delle caratteristiche strutturali delle reti stesse; una valutazione circa l'introduzione di nuovi obblighi di misurazione di qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, cui potrà fare seguito l'introduzione di forme di regolazione economica di alcuni parametri della qualità della tensione. Solo la conoscenza della reale entità del problema può permettere di definire nuove iniziative di regolazione, inclusa l'introduzione di obblighi di misurazione della qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, come già fatto per la trasmissione. Il monitoraggio è stato realizzato a cura della società CESI (oggi CESI Ricerca) nell'ambito del finanziamento della Ricerca di sistema. L'iniziativa si inquadra in un contesto europeo che manifesta un interesse sempre crescente per i temi della qualità della tensione, come dimostrano le recenti iniziative avviate dai regolatori di Norvegia, Spagna, Ungheria, Portogallo e Francia.

La campagna di monitoraggio consta di 400 punti di monitoraggio, con registratori di qualità della tensione sulle sbarre di media tensione delle cabine di trasformazione AT/MT, corrispondenti a un campione rappresentativo di circa il 10% delle reti di distribuzione (Tav. 2.7).

Al controllo della qualità della tensione sulle reti di media tensione possono partecipare anche i clienti finali con propri strumenti di rilevazione, comprati a condizioni di fornitura vantaggiose ottenute da CESI per l'acquisto degli strumenti in via di installazione sulla rete elettrica nazionale di media tensione. I clienti che partecipano al monitoraggio hanno l'opportunità di conoscere in tempo reale i livelli effettivi di qualità della tensione sul proprio punto di alimentazione e avranno a disposizione tutte le misure effettuate dal proprio strumento nel corso della campagna. Queste misure potranno essere utilizzate per la stipula dei "contratti per la qualità" già previsti dal Testo integrato, sulla base di accordi volontari tra clienti e distributori. Per tale stipula tra impresa distributtrice e clienti è richiesta come elemento preliminare la registrazione dei dati di qualità della tensione per almeno un anno. L'Autorità attribuisce all'iniziativa particolare rilevanza e ritiene opportuno, solo dopo aver esaminato i risultati della campagna di monitoraggio, adottare eventuali provvedimenti di propria competenza per il miglioramento generalizzato della qualità della tensione.

Inoltre, per quanto riguarda quest'ultima sulla rete di trasmissione nazionale con delibera 9 ottobre 2005, n. 210, è stato sia approvato il piano di rilevazione della qualità della tensione sulla re-

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.7

Distribuzione dei 400 punti di misura di qualità della tensione

DISTRIBUTORE	N. DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO	UNITÀ TERRITORIALE ENEL DISTRIBUZIONE	N. DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO
Enel Distribuzione	346	Piemonte Liguria	43
Deval Aosta	4	Lombardia	51
Acea Roma	11	Triveneto	42
AE Bolzano	3	Emilia Romagna	36
Acegas Trieste	4	Toscana Umbria	33
Enia Parma	2	Lazio Abruzzo Molise	32
Meta Modena	3	Campania	29
Asm Brescia	6	Puglia Basilicata	29
Aem Torino	6	Calabria	13
Trentino Servizi Rovereto	3	Sicilia	24
Set Distribuzione	4	Sardegna	14
Aem Milano	8		
TOTALE	400	TOTALE	346

te di trasmissione nazionale proposto dall'ex GRTN all'Autorità, sia introdotto l'obbligo di rilevazione a campione delle grandezze di qualità della tensione sulle reti di distribuzione in alta tensione, allineando in questo modo gli obblighi di registrazione tra reti di distribuzione in alta tensione e rete di trasmissione nazionale.

Proposte per inserire indennizzi in caso di interruzioni estese e prolungate

Nel giugno 2005 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione che illustra possibili criteri e formula alcune proposte iniziali per l'introduzione di un sistema di indennizzi ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe ed estese. I meccanismi proposti completano il quadro della regolazione della qualità del servizio elettrico, che già prevede incentivi e penalità per le interruzioni "ordinarie" sulle reti locali di distribuzione, ma che esclude le interruzioni dovute agli eventi eccezionali. La nuova regolazione della durata delle interruzioni che entrerà in vigore non prima del terzo periodo regolatorio e che, considerata la complessità della materia, necessiterà di una seconda consultazione, ha lo scopo di tutelare i clienti "peggio serviti", cioè quelli che subiscono interruzioni lunghe ed estese e fa seguito all'esperienza di alcune grandi interruzioni occorse nell'inverno 2003-2004 per effetto di eventi meteorologici eccezionali, nonché alle interruzioni dovute al *black out* del 28 settembre 2003.

L'ipotesi presentata dall'Autorità prevede indennizzi agli utenti

domestici e non se l'interruzione si prolunga oltre un tempo minimo standard di ripristino del servizio fissato in 24 ore per eventi avversi con danni agli impianti (tralicci, linee aeree, cabine di trasformazione ecc.) e in 8 ore per eventi senza danni agli impianti (guasti elettrici ecc.). Secondo la proposta potranno essere previste esenzioni ai tempi standard di ripristino per le zone eventualmente evacuate per ordine delle autorità competenti. Per le interruzioni che si prolungassero oltre i tempi standard di ripristino, si propone che i clienti ricevano indennizzi crescenti con l'aumentare della durata del disservizio.

I valori indicativi ipotizzati per gli indennizzi ai clienti interessati da interruzioni estese e prolungate sarebbero differenziati tra quelli domestici e non e in relazione al tipo di evento che ha provocato l'interruzione; gli indennizzi, che avranno natura automatica e forfetaria, potrebbero essere incrementabili per scaglioni di periodi di interruzioni eccedenti gli standard con un tetto massimo agli indennizzi. Per i clienti non domestici sono previsti indennizzi maggiori, anche in funzione dei kW di potenza disponibile. Le proposte dell'Autorità ipotizzano meccanismi di incentivo per le imprese distributrici a ripristinare nel più breve tempo possibile il servizio. Esclusivamente nel caso di eventi con danni agli impianti, le imprese distributrici potranno recuperare attraverso la tariffa, in tutto o in parte a seconda della loro efficienza nel ripristino del servizio, i costi sostenuti per l'erogazione degli indennizzi.

Infine, l'Autorità vuole favorire il rapido recepimento delle nuove norme tecniche europee per la progettazione delle linee aeree -

attualmente in corso presso i competenti organismi di normazione tecnica – e propone anche regole per i piani di emergenza delle imprese distributrici, in modo da massimizzare il coordinamento con le amministrazioni locali (Comuni, Province, Regioni) e nazionali preposte alla gestione delle emergenze e alla protezione civile. La partecipazione alla consultazione da parte di operatori e associazioni di consumatori è stata particolarmente ampia, mentre le problematiche sollevate hanno fatto emergere posizioni critiche rispetto alle proposte avanzate dall'Autorità. Essendo i temi molto controversi è prevista una seconda consultazione prima dell'adozione di un eventuale provvedimento.

Proposte per la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali

Nel mese di dicembre l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione sulla qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali di energia elettrica e di gas. Le proposte contenute in esso fanno seguito sia alle numerose segnalazioni di disservizi inviate all'Autorità dalle associazioni dei consumatori, sia ai tanti reclami dei clienti finali che lamentano tempi di attesa eccessivi

per parlare con gli operatori dei *call center*, sia all'inaccessibilità diffusa, soprattutto in caso di reclamo.

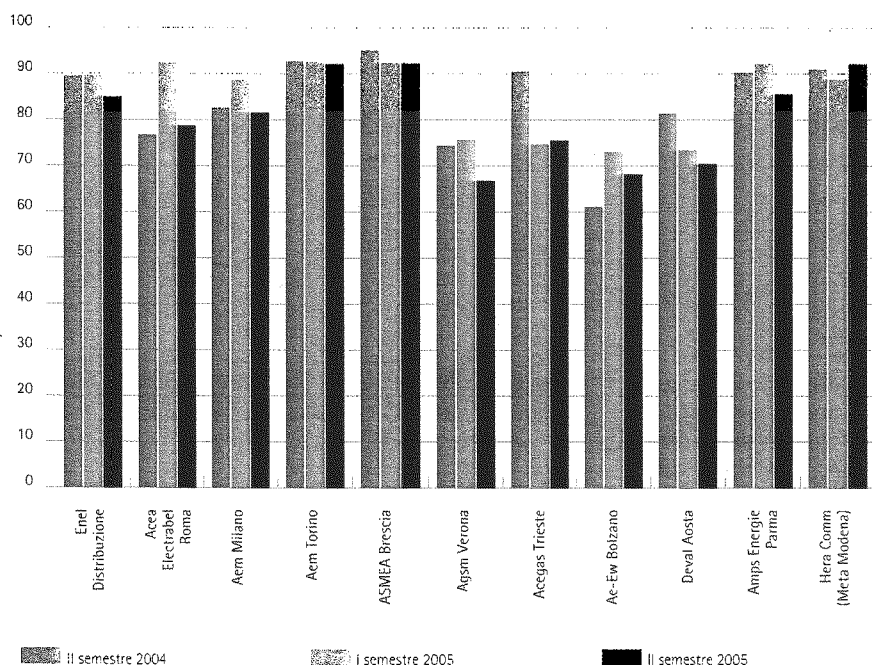
In occasione dell'inizio del nuovo periodo di regolazione è stato avviato il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici (tempi di attesa e di rinuncia delle chiamate ai *call center* commerciali) delle imprese elettriche che svolgono l'attività di vendita a più di 100.000 clienti finali (attualmente, sono soggette al monitoraggio 11 imprese che erogano il servizio a circa il 98% dei clienti finali di energia elettrica). Il monitoraggio non include le chiamate relative al pronto intervento (segnalazioni di guasti, interruzioni del servizio, dispersioni di gas ecc.), che vengono indirizzate a numeri telefonici dedicati separati. L'esperienza del primo semestre di attuazione della regolazione della qualità dei servizi telefonici ha fatto riscontrare dati disomogenei e poco confrontabili per il secondo semestre 2004. Per poter procedere a un confronto comparativo che rappresentasse effettivamente le *performance* delle imprese si è chiesto di integrare i dati obbligatori con ulteriori dati più analitici, separanti il tempo di attraversamento dell'albero fonico dall'attesa dopo la scelta dell'opzione per parlare con un operatore.

Le *performance* registrate confermano le preoccupazioni dell'Autorità in relazione alle numerose segnalazioni pervenute nei recla-

FIG. 2.1

Livello di servizio dei *call center* delle principali imprese elettriche

Percentuale di richieste di conversazione con operatore andate a buon fine sul totale di richieste di conversazione con operatore – Valori medi, II semestre 2004, I e II semestre 2005



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità.

mi di clienti che fanno riferimento a tempi di attesa telefonici eccessivi. Sono emerse notevoli differenze qualitative tra le aziende monitorate e il livello di servizio reso (rapporto tra le chiamate a cui è stata data una risposta da un operatore e quelle che hanno richiesto di parlare con un operatore), che nel I semestre 2005 risulta inferiore al 90% in 6 casi su 11. L'Autorità valuterà l'opportunità di introdurre alcuni standard affiancando al monitoraggio dei tempi un'indagine nazionale per conoscere le aspettative e i giudizi dei clienti intervistando coloro che hanno utilizzato effettivamente e recentemente i servizi dei *call center* commerciali. I risultati dell'indagine permetteranno di comparare le *performance* dei diversi soggetti e sensibilizzarne l'attenzione verso le esigenze dei clienti finali. Le proposte presentate dall'Autorità prevedono di acquisire una serie di indicatori più analitici, introdurre nuovi standard, individuare requisiti minimi strutturali e organizzativi dei centri di contatto, e favorire l'adozione di misure di tipo volontario per stimolare il miglioramento dei servizi telefonici.

Attività di *Benchmarking* internazionale della qualità del servizio elettrico

Quanto svolto riguardo alla qualità del servizio elettrico nel corso del 2005 include anche i lavori di comparazione internazionale nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro CEER dedicato alla qualità del servizio nel settore elettrico. Il gruppo di lavoro ha incaricato la *task force* sulla qualità del servizio (CEER QoS TF) di completare un rapporto di *Benchmarking* (*Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*) aggiornando i dati contenuti nel precedente rapporto pubblicato nel 2003. Alla *task force* partecipano i responsabili della regolazione della qualità del servi-

zio elettrico nei paesi membri dell'Unione europea aderenti al CEER (Austria, Belgio, Estonia, Finlandia, Francia, Regno Unito, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Norvegia, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Slovenia, Spagna, Svezia, Ungheria).

Il 3° rapporto CEER di *Benchmarking* della qualità del servizio elettrico, disponibile sul sito Internet del CEER e su quello dell'Autorità, è uno studio di comparazione analitica sia degli standard utilizzati per regolare la qualità commerciale sia dei livelli di continuità tra i paesi europei. La raccolta dei dati è stata estesa agli indicatori utilizzati anche nell'ottica di armonizzazione degli stessi; le informazioni raccolte, relative agli schemi di incentivazione eventualmente adottati, costituiscono riferimento per i paesi che stanno introducendo regolazioni relative alla qualità. Il lavoro, come nel passato, ha evidenziato una realtà articolata per quanto riguarda sia l'approccio regolatorio inerente alla qualità commerciale sia i livelli effettivi, gli standard e i meccanismi di regolazione della continuità del servizio. Una parte innovativa delle informazioni raccolte riguarda anche i temi della qualità della tensione. Per quanto concerne la continuità, permangono alcune differenze tra i diversi paesi in termini di modalità di imputazione delle interruzioni alla diverse cause (analisi delle responsabilità) o di registrazione in caso di interruzioni consecutive a breve distanza di tempo, che ostacolano una piena comprensione delle comparazioni, soprattutto per le interruzioni brevi. Sono inoltre descritti con dettaglio i diversi meccanismi incentivanti la continuità del servizio e i diversi standard di qualità adottati sia per il numero sia per la durata della interruzioni (la tavola 2.8 riporta a titolo di esempio un confronto tra gli standard relativi al numero massimo annuo di interruzioni lunghe per cliente nei principali paesi europei).

TAV. 2.8

Numero massimo annuo di interruzioni lunghe per cliente nei principali paesi europei – valori standard
Interruzioni di durata >3 minuti se non indicato diversamente

PAESE	AREA METROPOLITANA	AREA URBANA (GRANDI CITTÀ)	AREA SEMI-URBANA (PICCOLE CITTÀ)	AREA RURALE (PAESI)	AREA RURALE (FRAZIONI O LOCALITÀ)
Francia	2 (MT) n.d. (BT)	3 (MT) n.d. (BT)	3 (MT) n.d. (BT)	6 (MT) n.d. (BT)	
Regno Unito	3 (MT) (ogni interruzione superiore ai 3 minuti) 3 (BT) (ogni interruzione superiore ai 3 minuti)				
Italia		3 (MT) n.d. (BT)	4 (MT) n.d. (BT)		5 (MT) n.d. (BT)
Portogallo		8 (MT) 12 (BT)	18 (MT) 23 (BT)		30 (MT) 36 (BT)
Spagna		8 (MT) 12 (BT)	12 (MT) 15 (BT)	15 (MT) 18 (BT)	20 (MT) 24 (BT)

Fonte: Elaborazione AEEG da CEER, *Quality of Supply, 3rd Benchmarking Report*, 2005.

Gestione di reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori conferma il trend di crescita già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006, a fronte di un totale di 1.943 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 903 hanno interessato il settore elettrico (pari al 46% del totale), con un incremento di circa il 9% rispetto all'anno precedente. Delle comunicazioni pervenute l'88% è costituito da reclami, il 6% da richieste di informazioni e il restante 6% da segnalazioni.

La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie, quelli relativi ai *black out* verificatisi in determinati periodi dell'anno e interessanti una zona circoscritta, quelli inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate poiché relative ad alcune materie non rientranti nelle competenze dell'Autorità, quali: i problemi di natura fiscale (applicazione di IVA, accise, e imposte in genere); le richieste di risarcimento per danni subiti a seguito di disservizi; le problematiche riguardanti l'illuminazione pubblica o il servizio di illuminazione di lampade votive nei cimiteri; i problemi riguardanti l'interpretazione o l'applicazione di norme tecniche emanate dal CEI. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente. I dati relativi alle telefonate non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Un'analisi più particolareggiata evidenzia come le suddette comunicazioni abbiano riguardato nello specifico le problematiche attinenti la continuità del servizio e la qualità della tensione di fornitura (22%), gli allacciamenti (14%), la fatturazione (28%), l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali (15%), la qualità commerciale (3%), la misurazione dei consumi (4%), la trasparenza delle bollette (3%).

Nell'ambito del servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica, non si registrano variazioni significative rispetto al precedente periodo per quanto riguarda le comunicazioni relative a problematiche contrattuali, attività di misurazione dell'energia

elettrica, trasparenza e comprensibilità delle bollette, oltre che allacciamenti. Per quest'ultima fattispecie, le questioni maggiormente ricorrenti sono inerenti all'aumento di potenza, alla tempistica nonché all'esecuzione dei lavori necessari per l'allacciamento e, infine, all'attivazione della fornitura di energia elettrica in seguito all'allacciamento dell'utenza alla rete.

Viceversa, la scarsa presenza di eventi interruttivi eccezionali può contribuire a spiegare la diminuzione dei reclami relativi a tali problematiche che, pur essendo sempre numerosi (pari al 22% del totale delle comunicazioni riguardanti il settore), segnano una flessione rispetto all'anno precedente (relativamente al quale tali reclami incidono per il 32% del totale delle comunicazioni riguardanti il settore).

A fronte della diminuzione delle suddette segnalazioni, si registra l'aumento delle comunicazioni aventi a oggetto le problematiche legate alla fatturazione (28%). Tale variazione è riconducibile prevalentemente alla crescita dei reclami relativi alla contestazione dei consumi fatturati a seguito di conguagli dovuti sia al piano di sostituzione dei misuratori telegestiti posto in essere da Enel Distribuzione, sia al programma di recupero delle letture di ciclo presso clienti non letti da lunghi periodi posti in essere da altri operatori. A queste motivazioni vanno aggiunti alcuni casi di "bollette pazze" cioè di emissione di bollette errate a seguito di malfunzionamento degli strumenti utilizzati per il rilevamento della lettura o a inconvenienti connessi con gli aggiornamenti dei sistemi informativi degli esercenti. Infine, all'interno delle problematiche legate a tale fattispecie, circa un terzo dei reclami ha avuto a oggetto la contestazione della commissione da parte dell'esercente di meri errori di calcolo. Si registra anche una costante oggettiva difficoltà dei clienti finali nella lettura e nella interpretazione delle bollette che genera reclami in realtà non fondati.

Da ultimo si segnala che i reclami con minore incidenza numerica sul totale delle comunicazioni riguardanti il settore (pari a un totale dell'8%), ricompresi nella categoria "Altro", sono costituiti principalmente da comunicazioni aventi a oggetto le questioni relative

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

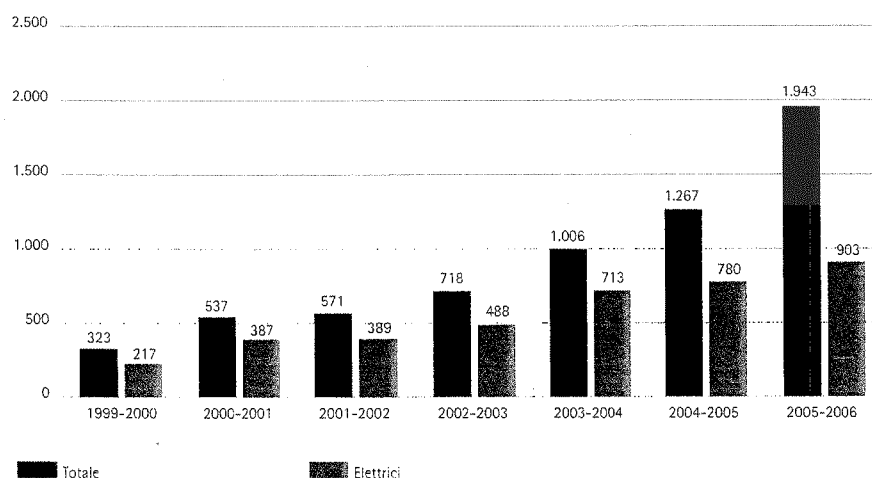
TAV. 2.9

Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2005 – Marzo 2006

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI
Elettrici	800	51	52
TOTALE	1.686	108	149

FIG. 2.2

Totale delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Maggio 1999 – Marzo 2006^(A)



A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuale* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

TAV. 2.10

Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2004 – Aprile 2005
Maggio 2005 – Marzo 2006^(A)

COMUNICAZIONE	MAGGIO 2004 - APRILE 2005		MAGGIO 2005 - MARZO 2006	
	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA				
Interruzioni tensione	247	32	199	22
Allacciamenti	118	15	124	14
Fatturazione	170	22	250	28
Contratti e qualità commerciale/fornitura	130	17	164	18
Misura	47	6	35	4
Tariffe	16	2	29	3
Bollette	17	2	26	3
Altro	35	4	76	8
TOTALE	780	100	903	100

A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuale* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

all'esecuzione dei lavori necessari per la fornitura di energia elettrica (2%) e ai distacchi per morosità (1%). Nella categoria residuale rientrano, inoltre, le comunicazioni inerenti l'applicazione delle norme disciplinanti l'istituto della servitù di elettrodotto (1%) che, come detto sopra, esulano dalle competenze dell'Autorità.

Si conferma pertanto l'importanza dell'attività di valutazione dei reclami e delle segnalazioni anche alla luce delle indicazioni e del-

le problematiche che esse fanno emergere.

Ciò rappresenta una notevole e rilevante risorsa che consente un decisivo contatto con i meccanismi reali del mercato e che permette di acquisire significativi spunti per orientare e predisporre, secondo le modalità più rispondenti e consone alle esigenze e alle criticità evidenziate, interventi di regolazione e di vigilanza da parte dell'Autorità.

PAGINA BIANCA

3. Regolamentazione nel settore del gas

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno passato l'attività svolta in tema di regolamentazione tariffaria è stata molto intensa. Tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006 è giunto a conclusione, infatti, il primo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto, delle tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL e delle tariffe di stoccaggio. Secondo una prassi di lavoro ormai consolidata, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha quindi diffuso, a partire dalla primavera del 2005, numerosi Documenti per la consultazione così da pervenire in tempo, e cioè prima dell'inizio del nuovo anno termico, alla definizione di condivisi e nuovi criteri di calcolo delle tariffe per tutte queste fasi della filiera. Per l'attività di distribuzione, invece, il cui secondo periodo di regolazione era già in corso, essendo iniziato nel settembre 2004, l'attività svolta dall'Autorità durante il 2005 ha riguardato la predisposizione di modifiche e integrazioni alla disciplina in vigore, rese necessarie dal disposto di alcune sentenze del TAR Lombardia.

L'esposizione dei provvedimenti è, nel seguito, in ordine cronologico, così da indicare che si sono realizzati: nel giugno 2005 le modifiche alla disciplina delle tariffe di distribuzione, nel luglio 2005 i nuovi criteri di calcolo per le tariffe di trasporto, nell'agosto 2005 le nuove tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL e, infine, nel marzo 2006 le nuove tariffe per lo stoccaggio.

Distribuzione

Nel corso del 2005, l'Autorità ha avviato, con delibera 31 marzo 2005, n. 62, un procedimento per apportare modifiche e integrazioni ai criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione del gas naturale e degli altri tipi di gas (di cui alle delibere 29 settembre 2004, n. 170, e 30 settembre 2004, n. 173) al fine di riconoscere gli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione, in parziale ottemperanza di quanto disposto della sentenza del TAR Lombardia 16 febbraio 2005, n. 531.

Sebbene la sopra richiamata sentenza fosse stata emanata con riferimento all'attività di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere modalità di riconoscimento degli investimenti diversi nell'attività di distribuzione di gas analoghe a quelle previste per l'attività di distribuzione di gas naturale. La fase di consultazione svolta nell'ambito del procedimento ha pertanto presentato le proposte di modifica e integrazione dei criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione per entrambe le attività. In esito al procedimento, sono state adottate le delibere 21 giugno 2005, n. 122, e 27 giugno 2005, n. 128, che, apportando modifiche e integrazioni alle delibere n. 170/04 e n. 173/04, hanno previsto un nuovo invio delle proposte tariffarie per l'anno termico 2004-

2005 da parte delle imprese di distribuzione.

Alla presentazione delle proposte è seguita la fase di controllo da parte degli Uffici che ha consentito di procedere all'approvazione di quanto formulato secondo il regime ordinario da 332 esercenti l'attività di distribuzione di gas naturale con le delibere 20 gennaio 2006, n. 8, e 21 marzo 2006, n. 57. Inoltre, a completamento del quadro regolatorio, con la delibera 20 gennaio 2006, n. 9, è stato avviato un procedimento volto alla determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2004-2005 di 47 esercenti che avevano omissso la presentazione delle proposte, formulate in accordo alla normativa modificata, nei termini previsti.

L'Autorità, allo scopo di garantire un quadro di riferimento certo per gli operatori anche nelle more della risoluzione del contenzioso, nonché della approvazione delle proposte formulate in accordo alle normative modificate come sopra descritto, aveva proceduto ad approvare le proposte tariffarie relative all'anno termico 2004-2005 formulate per le attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi in accordo alle versioni iniziali delle delibere n. 170/04 e n. 173/04. In particolare erano state approvate le proposte di 394 imprese con la delibera 16 febbraio 2005, n. 22, di 48 imprese con la delibera 27 aprile 2005, n. 74, e di ulteriori 25 imprese con la delibera 27 giugno 2005, n. 130. Inoltre, con delibera 31 maggio 2005, n. 99, l'Autorità aveva determinato le tariffe di distribuzione di 7 imprese.

Allo scopo di verificare la corretta applicazione delle tariffe approvate da parte degli operatori, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto una ricognizione presso le imprese di distribuzione. Da essa è emerso che a circa un terzo dei clienti finali non erano applicate le tariffe approvate, ma condizioni di norma maggiormente onerose. Per porre termine a tale situazione, lesiva dei diritti dei clienti, l'Autorità ha adottato la delibera 26 settembre 2005, n. 196, con cui si è ordinata l'applicazione immediata delle tariffe approvate dall'Autorità agli esercenti che risultavano praticare condizioni diverse.

Sull'attuazione della regolazione ha però avuto, e continua ad avere, un forte impatto il prolungato contenzioso amministrativo, che in alcuni casi potrebbe richiedere ulteriori modifiche alla normativa vigente.

Le procedure per l'approvazione delle tariffe di distribuzione e fornitura di gas diversi da gas naturale per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006, nonché quelle per la distribuzione di gas naturale per l'anno termico 2005-2006, risentono ancora della situa-

zione del contenzioso amministrativo. In entrambi i casi si è in attesa del pronunciamento del Consiglio di Stato relativamente ai valori del recupero di produttività da adottare per il calcolo del relativo vincolo sui ricavi.

Nelle more della decisione del Consiglio di Stato, l'Autorità con la delibera 30 settembre 2005, n. 206, ha disposto la proroga della validità delle tariffe di distribuzione di gas naturale approvate nonché determinate dall'Autorità per l'anno termico 2004-2005; con riferimento all'attività di distribuzione e fornitura di gas diversi dal gas naturale, invece, l'Autorità ha previsto l'applicazione, per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006, dei corrispettivi indicati nelle proposte approvate nonché di quelli determinati da essa stessa per l'anno termico 2004-2005.

L'Autorità ha disposto l'applicazione delle suddette tariffe, salvo successivo conguaglio, al fine di assicurare certezza ai consumatori finali e di tutelarli dagli effetti negativi che verrebbero a prodursi in seguito all'applicazione dell'attuale disciplina di aggiornamento delle tariffe di distribuzione del gas naturale, in carenza della disciplina del recupero di produttività, nonché da possibili abusi cui l'assenza di tariffe validamente approvate dall'Autorità li espone.

Con riferimento al regime individuale, con la delibera 2 agosto 2005, n. 171, sono stati definiti i criteri per il calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione in regime individuale, di cui alle delibere n. 170/04 e n. 173/04.

Per l'anno termico 2004-2005, sono state 9 le imprese di distribuzione che hanno presentato le istanze al regime individuale predisposte in accordo alla normativa emanata, nei termini previsti. Si tratta delle società: Trentino Servizi Spa, AIR Spa, Energas Suedgas Spa, Aquamet Spa, Cnea Gestioni Srl, Metanalpi Valchisone Srl, Metanifera Gavirate Srl, Siciliana Gas Spa, Cons.Coop.

Il controllo delle proposte formulate con il regime individuale, svolto con il supporto della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), si è concluso giungendo a 5 delibere di approvazione di tariffe di distribuzione calcolate a partire dal vincolo sui ricavi in regime individuale, e 3 rinunce al procedimento da parte delle imprese Trentino Servizi, AIR e Metanalpi Valchisone.

Relativamente alle istanze sui gas diversi da gas naturale, presentate da 3 imprese, due delle quali le hanno formulate sia per il gas naturale sia per gli altri tipi di gas, l'approvazione delle tariffe di distribuzione potrà essere emanata solo a conclusione del contenzioso amministrativo in corso.

Trasporto

In previsione del termine (30 settembre 2005) del primo periodo di regolazione del trasporto del gas naturale, l'Autorità ha avviato, con la delibera 29 marzo 2005, n. 53, un procedimento per la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto per il secondo periodo di regolazione, con inizio 1 ottobre 2005 e conclusione 30 settembre 2009.

Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha diffuso il 2 maggio 2005 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il secondo periodo di regolazione*.

In esito alla consultazione l'Autorità ha adottato la delibera 29 luglio 2005, n. 166, che stabilisce la nuova disciplina per la determinazione delle tariffe di trasporto.

Per la determinazione dei livelli tariffari l'Autorità ha disposto:

- la riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, reale pre-tasse, dal 7,94% del primo periodo di regolazione al 6,7%, in linea con i tassi adottati con gli altri servizi a rete nazionali ed europei;
- l'applicazione del criterio del *profit sharing* per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, convalidando alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della delibera 30 maggio 2001, n. 120, tenuto anche conto dei costi operativi riconosciuti per i nuovi investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione;
- l'incentivazione dello sviluppo delle infrastrutture di trasporto nazionali e di quelle di interconnessione con l'estero per migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e per creare le condizioni affinché l'Italia diventi un *hub* di rilevanza europea. L'incentivazione, variabile in funzione della tipologia di investimento, si ottiene mediante il riconoscimento di ricavi addizionali sui nuovi investimenti realizzati in misura pari a un incremento del tasso di remunerazione e all'ammortamento relativo; l'incentivo è garantito per una durata superiore al periodo di regolazione e tali ricavi sono comunque assicurati indipendentemente dai volumi trasportati;
- il riconoscimento di costi operativi incrementali relativamente agli investimenti diretti in nuove infrastrutture di interconnessione o finalizzati a rendere operative nuove infrastrutture di importazione ed esportazione, nel caso in cui sia compromesso l'e-

quilibrio economico e finanziario della società di trasporto;

- la revisione del meccanismo di conguaglio mediante la ripartizione dell'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori a una determinata soglia dei ricavi di riferimento, in modo da garantire una maggiore stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione;
- l'applicazione del recupero di produttività (*price cap*), nell'aggiornamento annuale delle tariffe, alle componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento e non più sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione; la nuova disciplina prevede infatti che la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto sia aggiornata ogni anno mediante il ricalcolo grazie al metodo del costo storico rivalutato.

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria, l'Autorità ha disposto:

- il mantenimento della ripartizione iniziale dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* nel rapporto rispettivamente pari a 70 e 30;
- la conferma del modello tariffario *entry exit* per la determinazione dei corrispettivi di capacità sulla rete nazionale, al quale sono state apportate alcune modifiche come l'individuazione di corrispettivi specifici per i punti di esportazione e la valorizzazione dei costi di trasporto in controflusso in misura pari al 14% dei costi di trasporto in flusso;
- la previsione di un servizio di trasporto di tipo interrompibile nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, tale da incentivare l'utilizzo di contratti di interrompibilità da parte delle grandi utenze, al fine di incrementare la flessibilità del sistema e la sua sicurezza nei casi di emergenza climatica;
- la definizione di corrispettivi specifici di uscita per il transito di gas sulla rete nazionale di gasdotti, confermando in tali casi l'applicazione di corrispettivi variabili ridotti;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007, di un corrispettivo per il servizio di misura, in sostituzione di quello fisso introdotto nel primo periodo di regolazione, al fine di rimuovere limitazioni allo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita a clienti finali; nel primo anno di applicazione della nuova disciplina il valore del corrispettivo di misura è stato posto pari a zero;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007, di una

tariffa regionale unica a livello nazionale, al fine sia di attenuare le penalizzazioni delle aree con minori dotazioni infrastrutturali, sia di evitare che gli utenti del servizio incorrano nel cosiddetto fenomeno del *pancaking*, ovvero sia nel pagamento di più corrispettivi di trasporto nel caso in cui si debba richiedere il servizio a più operatori di trasporto regionale;

- la conferma della possibilità di ottenere riduzioni tariffarie nei casi di avviamento e di prelievi concentrati nel periodo fuori punta, introdotte nel primo periodo di regolazione con le delibere 5 agosto 2004, n. 144, 18 gennaio 2005, n. 5, e 18 gennaio 2005, n. 6.

Ai sensi della delibera n. 166/05 le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2005-2006.

In esito alla verifica di quanto pervenuto, con delibera 4 agosto 2005, n. 179, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto per le società Snam Rete Gas Spa, Retragas Srl, Comunità Montana della Valtellina di Sondrio e ha autorizzato la provvisoria applicazione delle tariffe presentate dalle società SGI Spa e Netenergy Service Srl. Per queste ultime l'Autorità ha inoltre avviato un'attività istruttoria, richiedendo integrazioni e chiarimenti, finalizzata all'approfondimento di alcuni elementi così da valutare la correttezza delle relative proposte tariffarie.

L'istruttoria si è conclusa con l'adozione della delibera 29 settembre 2005, n. 204, tramite la quale l'Autorità ha approvato la proposta della società SGI in quanto coerente con i criteri di cui alla delibera n. 166/05, mentre ha rigettato la proposta tariffaria presentata dalla Netenergy Service, provvedendo alla determinazione d'ufficio dei costi riconosciuti ai fini tariffari e delle tariffe per l'anno termico 2005-2006.

I valori dei corrispettivi di trasporto per l'anno termico 2005-2006 sono dunque quelli approvati definitivamente con la delibera n. 204/05 (si veda il Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Il provvedimento dell'Autorità ha comportato, a volumi costanti di gas trasportato, una riduzione dei ricavi pari al 3,9% in termini nominali e al 5,9% in termini reali, considerando un'inflazione pari al 2%. L'Autorità ha avviato infine, con la delibera 9 novembre 2005, n. 234, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale, ai sensi della delibera n. 166/05, sui seguenti temi specifici:

- definizione di un corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna;

- determinazione di tariffe e conferimenti di capacità nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero per periodi inferiori all'anno;
- definizione di incentivi al mercato interrompibile in relazione al servizio di interrompibilità fornito al sistema;
- verifica in merito sia alla necessità di definizione di un servizio di pressione per la fornitura di una prestazione superiore a quella standard definita nel Codice di rete dell'impresa di trasporto, sia alla revisione del meccanismo di aggiornamento previsto per i costi sostenuti dall'impresa di trasporto per la compressione e le perdite di rete.

GNL

Nel corso del 2005 si è concluso anche il primo periodo di regolazione per l'utilizzo dei terminali GNL. L'Autorità ha avviato, con la delibera 29 marzo 2005, n. 52, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione. In tale ambito l'Autorità ha diffuso, il 20 giugno 2005, il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione*. In esito alla consultazione l'Autorità ha adottato la delibera 4 agosto 2005, n. 178, che prevede la regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2005 e il 30 settembre 2008.

Analogamente all'attività di trasporto, anche attraverso la regolazione tariffaria per l'utilizzo dei terminali GNL, l'Autorità ha inteso assicurare condizioni più favorevoli per lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione; ciò in modo da garantire sicurezza di approvvigionamento, maggiore concorrenza nel mercato interno e più liquidità del mercato a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo. La nuova disciplina ha previsto un periodo di regolazione della durata di tre anni, congruente con il presumibile avviamento di nuovi terminali e utile sia per verificare l'efficacia delle novità introdotte in termini di promozione dei nuovi investimenti, sia per valutare la necessità di eventuali ulteriori azioni.

Per la determinazione dei livelli tariffari sono stati fondamentalmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, definendo un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6 % reale pre-tasse, valore ridotto rispetto al precedente e in linea con gli altri servizi a rete nazionali ed europei.

TAV. 3.1

Misura delle agevolazioni riconosciute per la realizzazione di nuovi investimenti in terminali GNL

Maggiorazioni del tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito e durata del riconoscimento

TIPOLOGIA DEI NUOVI INVESTIMENTI		MAGGIORAZIONE DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE	DURATA DEL RICONOSCIMENTO
T1	Investimenti di sostituzione	0%	-
T2	Investimenti destinati alla sicurezza che non determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale	1%	5 anni
T3	Investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza richiedere potenziamenti	2%	7 anni
T4	Investimenti di potenziamento o in nuovi terminali	3%	15 anni

Con l'applicazione del criterio del *profit sharing* è stata inoltre equamente ripartita, tra utenti e gestore dell'esistente terminale di rigassificazione, la maggiore efficienza ottenuta da quest'ultimo nei propri costi operativi.

Data la necessità di nuova capacità di rigassificazione è stato previsto il riconoscimento di un ricavo addizionale a fronte della realizzazione di nuovi investimenti, anche in corso d'opera; la componente di ricavo addizionale è 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 sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2004 e per una durata superiore al periodo di regolazione in funzione delle diverse tipologie di investimento (Tav. 3.1).

Lo sviluppo di nuovi terminali è favorito, oltre che con il meccanismo appena descritto, anche assicurando il ritorno del capitale investito netto attraverso la sottoscrizione di impegni di lungo periodo o, in alternativa, con un onere di sistema in capo al trasporto; inoltre, a partire dall'entrata in esercizio dei nuovi terminali, è prevista una riduzione del corrispettivo di entrata alla rete nazionale interconnessa con gli stessi da applicarsi ai soggetti che richiedono capacità continua di rigassificazione.

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria, si è mantenuta una ripartizione del vincolo sui ricavi RL nelle componenti *capacity* e *commodity*, ma i ricavi massimi annuali vengono suddivisi in una componente *capacity* RL^C pari all'80% del vincolo e una componente *commodity* RL^E pari al 20%.

La componente *capacity*, RL^C, viene poi ulteriormente suddivisa in una quota di ricavo RL^Q, pari al 90% di RL^C relativa alla capacità di rigassificazione del terminale, e in una quota di ricavo RL^A, pari al rimanente 10% di RL^C, relativa agli approdi annui. A partire dalle suddette quote di ricavo vengono calcolati, rispettivamente, i corrispettivi unitari associati agli approdi e all'impegno associato ai quantitativi di GNL.

A partire invece dal valore della componente *commodity* RL^E, viene definito il corrispettivo variabile di rigassificazione CVL. L'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione è stata definita in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa, secondo criteri che favoriscono sia la messa a disposizione delle capacità impegnate, ma non utilizzate, sia l'attività *spot* di rigassificazione.

La struttura tariffaria è aggiornata annualmente applicando: il recupero di produttività (*price cap*) alle sole componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione, sottoponendo la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto; un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto. Per garantire una maggior stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione si è rivisto il meccanismo di conguaglio ripartendone l'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori a una determinata soglia dei ricavi di riferimento.

Ai sensi della delibera n. 178/05, l'unica impresa di rigassificazione attualmente in esercizio, GNL Italia Spa, ha trasmesso all'Autorità i dati necessari alla determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2005-2006. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 26 settembre 2005, n. 197, l'Autorità ha rigettato la proposta tariffaria di GNL Italia, in quanto difforme rispetto ai criteri stabiliti per la determinazione dei corrispettivi unitari di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL liquido e di approdo. Con la medesima delibera l'Autorità ha quindi determinato d'ufficio le tariffe per il servizio di rigassificazione (riportate nel Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Le tariffe approvate sono mediamente inferiori del 21% rispetto a quelle precedentemente in vigore. Infatti, sulla base delle nuove tariffe, il costo medio di rigassificazione passa da 0,8494 c€/m³

del 2004-2005 a 0,6711 c€/m³ del 2005-2006. Nel caso di servizio di rigassificazione su base *spot*, cioè non continuativo, il corrispettivo di impegno è scontato del 30%.

Stoccaggio

In previsione della conclusione, fissata per il 31 marzo 2006, del primo periodo di regolazione dello stoccaggio, l'Autorità ha avviato, con la delibera 28 aprile 2005, n. 78, un procedimento per la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (1 aprile 2006 – 31 marzo 2010).

Il procedimento è stato inserito nell'ambito della sperimentazione triennale della metodologia di Analisi d'impatto della regolazione (AIR), che negli orientamenti definiti dall'Autorità per il triennio 2005-2007 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 di quelli dedicati ai consumatori, agli operatori, alle istituzioni".

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 poteva sostanzarsi la proposta regolatoria. In tale ambito 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 Spa – Divisione Gas Et Power, Enel Spa, Plurigas Spa e Aiget).

Effettuata tale ricognizione l'Autorità ha diffuso il 14 dicembre 2005 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione*, che si è proposto, alla luce dei suggerimenti e delle valutazioni degli operatori, di evidenziare sia le criticità dello stoccaggio di gas in Italia tramite la descrizione dell'attuale sistema di regolazione tariffario, sia possibili alternative (opzioni) di intervento previste per il secondo periodo di regolazione.

A seguito delle osservazioni pervenute al primo Documento per la consultazione da parte dei soggetti interessati, la procedura AIR ha previsto un'ulteriore fase documentale attraverso:

- la pubblicazione nel sito Internet dell'Autorità di un documento di sintesi delle osservazioni ricevute;
- l'emanazione di un secondo Documento per la consultazione.

L'Autorità ha diffuso il 22 febbraio 2006 il secondo Documento per la consultazione nel quale sono state presentate le risposte alle esigenze evidenziate nella prima fase di consultazione, ed è stata descritta oltre che motivata l'opzione di intervento ritenuta preferibile dall'Autorità.

Raccolte ed esaminate le osservazioni al Documento per la consultazione del 22 febbraio 2006 inviate dai soggetti interessati, l'Autorità ha approfondito e integrato alcune tematiche affrontate in termini generali nel primo Documento, e ha adottato la delibera 3 marzo 2006, n. 50, *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio e modifiche e integrazioni alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2005, n. 119 e alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166*, che prevede la nuova disciplina per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio.

Il provvedimento si è posto come obiettivo generale quello di favorire la realizzazione di nuove capacità di stoccaggio, soprattutto di punta di erogazione, per garantire la sicurezza del sistema nazionale del gas e per sviluppare un sistema di stoccaggio, sia fisico sia virtuale, a supporto di una funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo.

Al fine di promuovere il potenziamento e lo sviluppo dei nuovi giacimenti e delle infrastrutture esistenti meno efficienti è stata prevista una tariffa unica nazionale. Per garantire, comunque, a ogni impresa il recupero dei ricavi di propria competenza si è introdotto un sistema di perequazione per la cui gestione l'Autorità si avvale della CCSE.

È stato inoltre inserito, a copertura degli eventuali squilibri del sistema di perequazione, un corrispettivo variabile addizionale applicato all'energia movimentata.

Altri elementi caratterizzanti la nuova disciplina sono un apposito corrispettivo per il servizio di disponibilità di punta in fase di iniezione e la differenziazione tra i corrispettivi nelle fasi di iniezione ed erogazione, così da stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, nonché di preservare le prestazioni del sistema al termine di dette fasi.

Le novità introdotte hanno reso necessaria la modifica delle delibere 21 giugno 2005, n. 119, *Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei Codici di stoccaggio* e n. 166/05, *Criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale*.

Con riferimento alla delibera n. 119/05, le modifiche hanno ri-