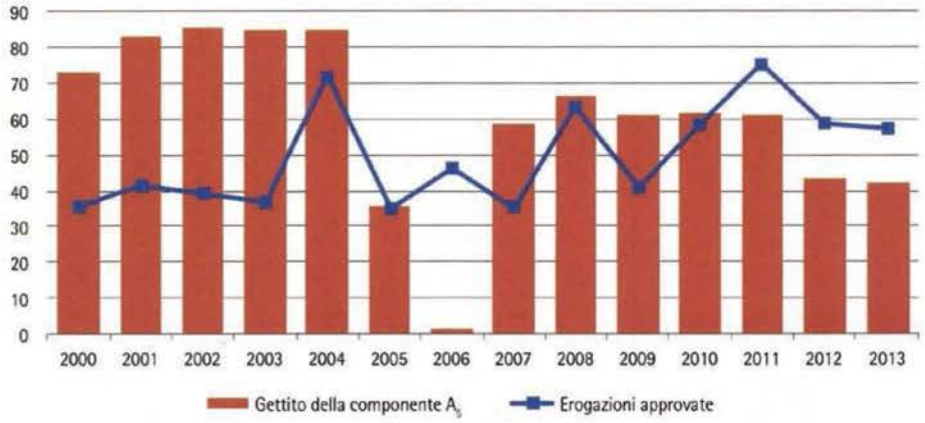
Fig. 2.1

Gettito della componente A_5 ed erogazioni approvate

Milioni di euro



Fonte: CCSE.

Il Piano approvato dal Ministro dello sviluppo economico è dotato di risorse per 108,6 milioni di euro.

Al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli Accordi di programma con CNR, RSE ed ENEA sono destinati 58,6 milioni di euro, mentre 50 milioni di euro sono destinati al finanziamento di progetti selezionati attraverso procedura concorsuale, 16 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca fondamentale a totale beneficio degli utenti elettrici, 34 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale a beneficio degli utenti elettrici e contestuale interesse di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica. La ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2013 è mostrata nella tavola 2.3.

Nuovo bando di gara per la selezione di progetti di Ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 25 aprile 2013, 175/2013/rds, l'Autorità ha approvato i criteri per la predisposizione dello schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca di cui all'art. 10, comma 2, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, previsti dal Piano triennale 2012-2014 della Ricerca di sistema elettrico nazionale.

Sulla base dei criteri approvati, la Segreteria operativa ha predisposto lo schema di bando di gara, che l'Autorità, con la delibera 24 ottobre 2013, 468/2013/rds, ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico, in forma modificata, ai fini della sua approvazione.

Nuove modalità di rendicontazione e criteri per la determinazione delle spese ammissibili nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA

Con la delibera 24 gennaio 2013, 19/2013/rds, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico l'adozione di nuove modalità di rendicontazione e nuovi criteri per la determinazione delle spese ammissibili per le attività di ricerca svolte nell'ambito degli accordi di programma tra lo stesso ministero e CNR, RSE ed ENEA. Il documento è stato predisposto al fine di fornire, ai soggetti attuatori degli accordi di programma e beneficiari dei contributi, regole chiaramente definite per il rispetto dei criteri di ammissibilità della spesa e, quindi, per il corretto svolgimento delle attività di gestione amministrativo-contabile e di rendicontazione delle spese, nel rispetto della sana gestione finanziaria e della normativa nazionale e comunitaria di riferimento. Il Ministero dello sviluppo economico ha accolto la proposta dell'Autorità e ha adottato il documento nell'ambito degli accordi di programma stipulati per il triennio 2012-2014.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA e ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008

Gli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA, derivanti dall'approvazione del Piano triennale della Ricerca di sistema elettrico 2012-2014, sono stati

TAV. 2.3

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale[A]

Milioni di euro

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	AdP (A)[B]	BANDI DI GARA (A)[B]	BANDI DI GARA (B)[B]	TOTALE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	20,2	8	10	38,2
Evoluzione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	4,2			4,2
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	5,6		2	7,6
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo				
Generazione distribuita e reti attive	8,4		8	49
Materiali e tecnologie per l'accumulo di energia per il sistema elettrico	2			
Materiali di frontiera per l'accumulo elettrico				
Utilizzo del grafene per l'accumulo elettrico		5		5
Altri materiali di frontiera per l'accumulo elettrico		3		3
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	24,5	8	11	43,5
Studi e sperimentazioni sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili				
Energia elettrica da biomasse	3,8		5	8,8
Energia elettrica da fonte eolica	0,7			0,7
Energia elettrica da fonte solare	3		5	8
Materiali di frontiera per l'accumulo elettrico				
Utilizzo del grafene per la conversione fotovoltaica		5		5
Altri materiali di frontiera per la conversione fotovoltaica		3		3
Energia elettrica dal mare	0,7			0,7
Energia elettrica da fonti geotermiche	0,8			0,8
Cattura e sequestro della CO_2 prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	3,5			3,5
Energia nucleare				
Fissione	3			3
Componenti innovativi per reattori di quarta generazione			1	1
Fusione	9			9
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	13,9		13	26,9
Risparmio di energia elettrica nei settori civile, industria e servizi	7,6		11	18,6
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico	3,5			3,5
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per condizionamento estivo	1,6		2	3,6
Mobilità elettrica	1,2			1,2
TOTALE	58,6	16	34	108,6

(A) Nelle forme approvate con decreto del Ministro dello sviluppo economico.
(B) Tipologia a): attività di ricerca a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale.
Tipologia b): attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Fonte: MSE.

approvati con i decreti ministeriali registrati presso la Corte dei Conti, rispettivamente in data 3 giugno 2013, 16 aprile 2013 e 8 maggio 2013. L'Autorità, avvalendosi della Segreteria operativa e degli esperti appartenenti all'elenco aggiornato con la delibera 19 luglio 2012, 303/2012/rds, ha organizzato le attività di valutazione riguardanti i Piani di realizzazione e i progetti di ricerca.

Nel corso del 2013, le attività di valutazione hanno riguardato il Piano annuale di realizzazione 2012 di RSE, sia per quanto concerne l'ammissione al finanziamento, sia per la verifica finale dei risultati conseguiti e della congruità e pertinenza delle spese sostenute. Per le attività di valutazione *ex ante* l'Autorità si è avvalsa degli esperti individuati con la delibera 22 maggio 2013, 220/2013/rds, mentre per le attività di verifica finale gli esperti sono stati individuati con la delibera 19 settembre 2013, 390/2013/rds. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute, l'Autorità, con la delibera 21 novembre 2013, 526/2013/rds, ha approvato il consuntivo delle attività e ha disposto l'erogazione delle relative quote di

contribuzione. Nel settembre 2013, ENEA ha portato a termine il Piano annuale di realizzazione 2012. L'Autorità ha individuato gli esperti per le attività di valutazione *ex ante* con la delibera 220/2013/rds, mentre per le attività di verifica finale gli esperti sono stati individuati con la delibera 10 ottobre 2013, 443/2013/rds. Con la delibera 12 dicembre 2013, 576/2013/rds, l'Autorità ha poi approvato le verifiche sui risultati conseguiti e sulla congruità, sulla pertinenza e sull'ammissibilità delle spese sostenute, nonché disposto l'erogazione delle relative quote di contribuzione.

Per quanto concerne il CNR, le attività di valutazione per l'ammissione al finanziamento del Piano di realizzazione 2011-2012 sono state avviate con l'individuazione degli esperti, avvenuta con la delibera dell'Autorità 220/2013/rds, e si sono concluse nel febbraio 2014.

Nel corso del 2013, sono proseguite le attività di verifica relative ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare, sono state portate a termine le attività di verifica dei risultati intermedi ottenuti e delle spese sostenute nell'ambito dei progetti SIRRCE e ATLANTIDE e le attività di verifica finale relative al progetto SDMxDSM.

Per effetto delle citate delibere dell'Autorità, nel corso dell'anno 2013 sono stati erogati contributi per circa 57,3 milioni di euro, di cui 31,1 a RSE, 25,6 a ENEA, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, e 0,6 agli assegnatari dei progetti SIRRCE, ATLANTIDE e SDMxDSM.

Progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA

Nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA, nel corso del 2013 sono stati conclusi o sono stati sviluppati 25 progetti (Tav. 2.4): 11 a opera di RSE, cinque del CNR, 11 di ENEA (due progetti sono stati svolti, in modo indipendente ma coordinato, da ENEA e RSE). I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA, CNR e della Ricerca di sistema (www.ricercadisistema.it).

TAV. 2.4

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2013 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

TEMA DI RICERCA	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica e scenari futuri	RSE
Sviluppo del sistema e della rete elettrica nazionale	RSE
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	RSE
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo	RSE
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Sistemi elettrochimici per la generazione e l'accumulo di energia	CNR
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Energia elettrica da biomasse	RSE
Sviluppo di sistemi per la produzione di energia elettrica da biomasse e l'*upgrading* dei biocombustibili	ENEA
Energia elettrica da fonte eolica e dal mare	RSE
Studi e valutazioni sulla produzione di energia elettrica dalle correnti marine e dal moto ondoso	ENEA
Energia elettrica da fonte solare	ENEA/RSE
Energia elettrica da fonti geotermiche	RSE
Cattura e sequestro della CO_2 prodotta dall'utilizzo dei combustibili fossili	ENEA
Sviluppo di competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare e collaborazione ai programmi internazionali per il nucleare di quarta generazione	ENEA
Attività di fisica della fusione complementari a ITER	ENEA
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Risparmio di energia elettrica nei settori civile, industria e servizi	ENEA/RSE
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico	ENEA
Climatizzazione solare ad adsorbimento	CNR
Utilizzo del calore solare e ambientale per la climatizzazione	ENEA
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per il condizionamento estivo	RSE
Uso pulito dei combustibili fossili ai fini del risparmio energetico	CNR
Risparmio di energia elettrica attraverso l'uso efficiente di fonti energetiche diversificate e lo sviluppo di tecnologie innovative	CNR
Materiali e tecnologie abilitanti per la Ricerca di sistema elettrico	CNR
Prodotti e processi per il miglioramento dell'efficienza energetica nell'elettromobilità	ENEA
Mobilità elettrica	RSE

3.
Regolamentazione nel settore del gas

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Per questa parte si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 di questo volume, in quanto la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile illustrata in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Nel corso del 2013, come previsto dalla normativa, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha provveduto alla certificazione dei gestori di trasporto del gas.

Con la delibera 14 novembre 2013, 515/2013/R/gas, a seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità ha adottato la decisione finale di certificazione per la società Snam Rete Gas in qualità di gestore del sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria. La procedura di certificazione del gestore è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*, ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE, e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di relativo recepimento, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti, nella gestione della rete, dalla citata direttiva;
- la proprietà delle rete di trasporto del gas;
- l'indipendenza dei componenti degli organi amministrativi dell'impresa;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete;
- la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- i vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

Con la delibera 14 febbraio 2013, 55/2013/R/gas, l'Autorità, a seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, ha adottato la decisione finale di certificazione per la Società Gasdotti Italia in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas in separazione proprietaria; la procedura di certificazione, anche in questo caso, è stata finalizzata alla verifica del rispetto di tutti gli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*.

Con la delibera 26 settembre 2013, 404/2013/R/gas, infine, l'Autorità, a seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, ha adottato la decisione finale di certificazione per la società Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestore del trasporto indipendente del gas naturale. La procedura di certificazio-

ne è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di gestore di trasporto indipendente (*Independent Transmission Operator*), nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata (Gruppo Edison), ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE e del decreto legislativo n. 93/11, di relativo recepimento.
Dette disposizioni prevedono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la disponibilità di tutte le risorse funzionali alla gestione e allo sviluppo della rete; in tal senso assume particolare rilievo il divieto di stipulare contratti di servizio con l'impresa verticalmente integrata e con le altre società da questa controllate;
- l'indipendenza delle regole di *governance* e di organizzazione aziendale dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- l'indipendenza della politica di comunicazione e del marchio del gestore dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- il rispetto di precisi requisiti di indipendenza da parte degli amministratori, dei responsabili della gestione e del personale del gestore;
- la capacità di predisporre un programma di adempimenti che contenga le misure adottate dal gestore per garantire una gestione non discriminatoria della rete, nonché il Piano pluriennale di sviluppo della rete.

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Con la delibera 10 ottobre 2013, 446/2013/R/gas, si è completata l'evoluzione del Mercato del bilanciamento. Dall'assetto semplificato, introdotto con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, che prevedeva come unica risorsa utile alla chiusura delle posizioni degli operatori lo stoccaggio gestito da Stogit, con la delibera 446/2013/R/gas si è definita una disciplina in cui ulteriori risorse, in particolare le altre di stoccaggio, le importazioni e la rigassificazione, potessero contribuire al bilanciamento della rete.
La citata delibera definisce, inoltre, nuove modalità di determinazione del prezzo di sbilanciamento, applicato agli utenti a partire dalla data di attivazione della nuova sessione di bilanciamento, che si svolge il giorno precedente a quello di flusso (sessione di mercato *locational*). La determinazione del prezzo di sbilanciamento e la struttura scelta per il mercato *locational* tengono conto, da un lato, dei principi contenuti nel *Network Code Balancing* europeo, dall'altro, della situazione reale dei mercati e della concorrenza, nonché della necessaria gradualità nell'introduzione delle nuove misure. La delibera definisce un medesimo prezzo di sbilanciamento nel caso di utenti in posizione "lunga" o "corta" al termine del giorno gas, cui si deve aggiungere una specifica componente di aggiustamento (c.d. *Small Adjustment*), finalizzata a incentivare gli utenti a bilanciare le proprie posizioni in anticipo rispetto al giorno gas; nel caso in cui gli utenti anticipino al sistema in modo corretto l'informazione sul proprio sbilanciamento, tale ulteriore componente di aggiustamento è applicata in misura

ridotta (c.d. "*Small Adjustment* ridotto").

Il prezzo di sbilanciamento rimane invece fissato amministrativamente qualora siano attivate le procedure per la sicurezza di competenza del Ministero dello sviluppo economico, ma solo nel caso in cui queste misure siano state effettivamente tali da prevenire una situazione di crisi della rete.

La delibera definisce, inoltre, sia i criteri con cui il responsabile del bilanciamento presenta le proprie offerte nella sessione di mercato *locational*, sia i meccanismi di neutralità del responsabile del bilanciamento in relazione all'attività di bilanciamento, in attuazione del principio secondo cui non deve perdere o guadagnare dall'attività di bilanciamento. Il saldo netto delle attività di compravendita è compensato attraverso l'apposito fondo (già esistente) per la copertura degli oneri connessi con il sistema di bilanciamento del sistema del gas. Ciò non esclude la possibilità di "sovrapporre" al principio di neutralità un meccanismo di incentivazione al miglioramento delle performance, che sarà definito con successivo provvedimento, su proposta del responsabile del bilanciamento, come previsto dal *Network Code Balancing*.

La partecipazione alla sessione di mercato *locational* è stata inizialmente limitata ai quantitativi di gas corrispondenti alle variazioni delle immissioni in rete presso i punti della rete interconnessi dall'estero; tuttavia, già con la delibera 446/2013/R/gas e con successivi interventi, l'Autorità ha previsto l'introduzione di ulteriori risorse di flessibilità che possono concorrere a soddisfare le richieste del responsabile del bilanciamento. In particolare, tali risorse sono:

- la flessibilità consentita dalla gestione dell'invaso della rete, valorizzata al prezzo del gas nel giorno successivo a quello di utilizzo (delibera 446/2013/R/gas);
- la flessibilità consentita dalla messa a disposizione delle capacità di stoccaggio conferite alle imprese di trasporto, che queste non prevedono di utilizzare (delibera 446/2013/R/gas);
- la flessibilità consentita dalla modifica dei volumi movimentati presso gli stoccaggi della società Edison Stoccaggi, le cui risorse non sono attualmente disponibili presso la piattaforma per il bilanciamento e gli impianti di rigassificazione (delibera 7 novembre 2013, 502/2013/R/gas);
- la flessibilità consentita dall'utilizzo della capacità di stoccaggio del sistema Stogit in eccesso ai limiti contrattuali subordinatamente al successivo reintegro dei quantitativi utilizzati in eccesso nei giorni successivi, con riferimento al prezzo di acquisto del gas da reintegrare nei giorni successivi per la relativa valorizzazione (delibera 28 novembre 2013, 552/2013/R/gas).

In tema di bilanciamento di merito economico del gas naturale, si segnalano, inoltre, i seguenti interventi:

- con la delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas, l'Autorità è intervenuta con disposizioni relative alla gestione delle garanzie richieste a copertura dell'esposizione nel bilanciamento, nella forma del *rating* creditizio e di pegno sul gas in stoccaggio;
- con la delibera 5 aprile 2013, 144/2013/R/gas, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria avviata con la delibera 28 giugno 2012, 282/2012/R/gas, relativa alle modalità di erogazione del servizio di bilanciamento con riferimento al periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012. La predetta istruttoria, come più diffusamente esposto nella *Relazione Annuale* 2012, era stata avviata al fine di chiarire le circostanze relative al mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento insorte nel predetto periodo, nonché in relazione a ulteriori profili legati all'esistenza di usi impropri del sistema Punto di scambio virtuale (PSV), consistenti in registrazioni di transazioni per quantitativi rilevanti senza alcuna forma di copertura;
- con la delibera 5 aprile 2013, 145/2013/R/gas, sulla base degli esiti dell'istruttoria sopra richiamata che ha evidenziato alcune situazioni, meritevoli di approfondimento, in cui l'intervento di Snam Rete Gas risulterebbe non pienamente tempestivo, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a determinare la quota parte degli oneri derivanti dai crediti non riscossi, da riconoscere al responsabile del bilanciamento gas, per il periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012;
- con la delibera 13 giugno 2013, 258/2013/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni per la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) ai fini del recupero di alcune somme, relative a crediti per il bilanciamento non riscossi da un utente, precedentemente versate a Snam Rete Gas, il riconoscimento delle quali è oggetto del procedimento di cui alla delibera 145/2013/R/gas.

Servizio di default trasporto

Con la delibera 7 agosto 2013, 361/2013/R/gas, l'Autorità ha integrato la disciplina del servizio di *default* nell'ambito del servizio di trasporto. Tale disciplina è volta a garantire il bilanciamento della rete di trasporto nel caso in cui un punto di riconsegna si trovi senza il relativo utente, come può accadere in caso di risoluzione del contratto di trasporto a un utente per inadempienza contrattuale, quale il mancato reintegro delle garanzie prestate a copertura dell'esposizione sul bilanciamento. In linea con gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 13 dicembre 2012, 541/2012/R/gas, il provvedimento ha previsto che, in questi casi, la risoluzione del contratto di trasporto (e il conseguente subentro del soggetto che eroga il servizio di *default*) produca effetto dal momento in cui sia riscontrata la mancata capienza delle garanzie prestate, anche se comunicata dopo la scadenza del termine concesso all'utente per il reintegro delle medesime garanzie (fissato nel Codice di rete in sette giorni dal riscontro della mancata capienza). Tale intervento consente, pertanto, di ridurre l'esposizione del responsabile del bilanciamento nei confronti degli utenti e di conseguenza i rischi connessi con i crediti relativi alle partite economiche per il bilanciamento.

Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di gas – Settlement

Con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG) o *settlement*, risolvendo molte delle criticità presenti sia nell'allocazione dei prelievi presso i punti di riconsegna della rete di trasporto, sia nella definizione delle filiere commerciali.
Le disposizioni, che sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2013, prevedono un'architettura basata su due classi di sessioni:

- una, di bilanciamento, che viene svolta mensilmente con riferimento al mese precedente;
- più sessioni di aggiustamento, che permettono di regolare le partite economiche derivanti dalle differenze tra i dati di prelievo determinati nella sessione di bilanciamento/aggiustamento precedente e quelli determinati sulla base di misure effettive o rettifiche di errori di misura, pervenuti successivamente.

Sono anche stati razionalizzati gli obblighi informativi a carico dei soggetti interessati ed è stato rivisto il sistema di mappatura dei rapporti commerciali, pure in relazione a sviluppi futuri della regolazione, volti a definire un legame diretto tra utente del bilanciamento e singolo punto di riconsegna.
Inoltre, è stato rivisto il meccanismo del *load profiling* con lo scopo di semplificare i profili di prelievo standard, anche isolandone la componente termica e garantendone la dinamicità tramite l'introduzione di un fattore di modulazione climatica. Con la delibera 19 settembre 2013, 394/2013/R/gas, l'Autorità ha aggiornato i valori percentuali relativi all'utilizzo del gas, necessari alla determinazione dei profili di prelievo standard in vigore per l'anno termico 2013-2014.
Nel corso del 2013 è stato anche affrontato il tema del recepimento della disciplina del TISG nell'ambito del Codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, responsabile pure del bilanciamento. Con la delibera 4 luglio 2013, 292/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato, per quanto di competenza, solo una parte delle proposte di aggiornamento trasmesse dal responsabile del bilanciamento nella prima metà di maggio, individuando regole più adeguate di quelle presentate per la gestione dei casi di mancato rispetto degli obblighi di comunicazione vigenti e introducendo, nel contempo, alcune modifiche al TISG, funzionali al buon funzionamento delle stesse. Sempre con la delibera 292/2013/R/gas, è stata data indicazione al responsabile del bilanciamento di seguire modalità trasparenti di allocazione dei prelievi attribuibili a un utente della distribuzione privo di fornitore con contratto attivo su rete di trasporto (utente del bilanciamento), in modo da evitare che detti prelievi venissero ripartiti tra gli altri utenti del bilanciamento presenti sullo stesso punto di riconsegna della rete di trasporto. Con la delibera 12 settembre 2013, 382/2013/R/gas, è stato sancito che la stessa fattispecie rientra tra le casistiche regolate con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, che disciplina il servizio di *default* trasporto; pertanto, in tali casi i prelievi vengono attribuiti al responsabile del bilanciamento o, se presente, al fornitore transitorio selezionato per l'erogazione del servizio che, nel caso, è svolto nei confronti dell'utente della distribuzione privo di utente del bilanciamento; detto servizio decorre, senza soluzione di continuità, dall'inizio del mese per il quale è stata rilevata l'assenza di relazioni commerciali valide per l'utente della distribuzione, e termina con la fine del medesimo mese[1].

1 Ciò in ragione del fatto che a partire dal mese successivo l'utente della distribuzione non è più titolato a operare nei punti di riconsegna della rete di trasporto per i quali mancavano corrette relazioni commerciali con un utente del bilanciamento.

La delibera 12 settembre 2013, 382/2013/R/gas, che è entrata in vigore l'1 ottobre 2013, ha assicurato l'estensione del servizio anche alle reti gestite dalle imprese di trasporto regionale.

Con la delibera 21 novembre 2013, 534/2013/R/gas, l'Autorità ha disciplinato le modalità e le tempistiche di rideterminazione delle sessioni di bilanciamento effettuate nel 2013, al fine di:

- garantire l'identificazione dei casi di attivazione del servizio di *default* distribuzione, nonché una corretta allocazione dei prelievi effettuati dai clienti finali serviti in tale regime, anche per il periodo febbraio-maggio 2013;
- assicurare l'applicazione per tutto l'anno 2013 di quanto stabilito con la delibera 292/2013/R/gas;
- definire la regolazione economica delle partite fisiche generate dai prelievi di clienti finali non bilanciate da corrispondenti immissioni per il periodo gennaio-settembre 2013, riconducibili a utenti della distribuzione privi di utente del bilanciamento, sopra richiamate.

Su quest'ultimo punto, la delibera 534/2013/R/gas ha stabilito che il responsabile del bilanciamento determini gli importi dovuti dall'utente della distribuzione privo di utente del bilanciamento secondo quanto prescritto dalla delibera 249/2012/R/gas, applicando al livello della componente COMM il prezzo più alto offerto in sede di procedure concorsuali ai fini dell'aggiudicazione del servizio per l'anno termico 2012-2013, e comunichi per iscritto all'utente della distribuzione, e per conoscenza alla CCSE, gli importi di competenza entro il giorno 15 del mese successivo a quello di effettuazione della sessione di bilanciamento. L'utente della distribuzione interessato è poi tenuto a versare alla CCSE gli importi indicati entro 30 giorni dal ricevimento della comunicazione. La delibera ha anche previsto, stante la disciplina in vigore ai sensi della delibera 382/2013/R/gas, la possibilità per i fornitori transitori, selezionati per l'erogazione del servizio di *default* trasporto con riferimento all'anno termico 2012-2013, di effettuare il servizio per il periodo gennaio-settembre 2013 o per parti di esso, alle condizioni anzidette.

Con riferimento all'obiettivo perseguito di riforma dei criteri funzionali all'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun punto di riconsegna gas agli utenti del bilanciamento, con il documento per la consultazione 18 luglio 2013, 317/2013/R/gas, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti finali in tema sia di modifica dei criteri di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, sia di predisposizione dei bilanci provvisori. Per quanto concerne il primo aspetto, sono state declinate tre opzioni volte a realizzare l'assegnazione all'utente del bilanciamento di una capacità definita sulla base di alcuni parametri fondamentali, quali il consumo annuo e il profilo di prelievo, associati ai punti di riconsegna della rete di distribuzione serviti dall'utente della distribuzione cui è contrattualmente legato, con conseguente semplificazione delle attività a suo carico. La capacità di trasporto non dovrebbe più essere scelta su basi discrezionali dall'utente del bilanciamento, ma venire assegnata dal responsabile del bilanciamento, ottenendo così il beneficio di una maggiore automazione delle procedure di transazione delle capacità, con particolare riferimento ai casi di *switching*, nonché la soppressione delle penali per supero delle capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

Per quanto riguarda, invece, il tema del bilancio provvisorio, il documento 317/2013/R/gas ha ripreso e sviluppato l'opzione 1 descritta nel precedente documento per la consultazione 541/2012/R/gas, approfondendo l'aspetto della ripartizione, tra gli utenti del bilanciamento, della differenza tra il prelievo misurato e l'allocato attribuito sulla base dei consumi annui e dei profili di prelievo. Con la delibera 19 dicembre 2013, 619/2013/R/gas, sono state approvate, quindi, nuove disposizioni in tema di bilancio provvisorio, in linea con i principi che governano il processo del *settlement*, pur consentendo alcune semplificazioni funzionali a garantire l'implementazione della soluzione individuata in tempi ragionevoli. In particolare, con riferimento al processo di allocazione ai punti di riconsegna interconnessi con reti di distribuzione, è stato previsto l'utilizzo del prelievo giornaliero attribuibile a ciascun utente della distribuzione, ottenuto dalla profilazione del prelievo annuo per punto, sulla base dei dati comunicati dall'impresa di distribuzione. I prelievi provvisori allocati all'utente della distribuzione, prima di essere attribuiti agli utenti del bilanciamento di pertinenza grazie alle informazioni relative alla filiera commerciale, devono essere corretti per tener conto del quantitativo di gas rilevato nel giorno gas al punto di riconsegna della rete di trasporto.

Le nuove disposizioni, finalizzate anche alla determinazione delle partite economiche determinate e di quelle attese, utili all'attività di monitoraggio dell'esposizione nei confronti degli utenti del trasporto e del bilanciamento, entreranno in vigore l'1 maggio 2014. Nel transitorio, nelle more dello sviluppo dei sistemi funzionali alla loro implementazione, la delibera 619/2013/R/gas stabilisce che il responsabile del bilanciamento determini il bilancio provvisorio e il

termine relativo alle partite economiche attese, secondo modalità semplificate che prevedono la ripartizione, fra gli utenti del bilanciamento, dei prelievi misurati sulla base di parametri mensili, in luogo di parametri giornalieri.

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale in vigore nel periodo 2009-2013

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, è stata introdotta la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo 2009-2012. La delibera 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas, ne ha successivamente prorogato il periodo di applicazione sino al 31 dicembre 2013.

Il meccanismo di premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale (recuperi di sicurezza) considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi, con riferimento a un percorso di miglioramento fissato *ex ante* (obiettivi di miglioramento annuo), mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla regolazione. Il meccanismo, con riferimento alla componente dispersione, premia *ex post* i comportamenti virtuosi delle imprese distributrici che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori, rispetto agli obiettivi di miglioramento annui definiti dall'Autorità con appositi provvedimenti.

In attuazione di tale regolazione, con la delibera 30 maggio 2013, 229/2013/R/gas, sono stati determinati, con riferimento all'anno 2011, i premi e le penalità per i recuperi di sicurezza relativi a 101 imprese di distribuzione, ed è stata rinviata a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per ulteriori sette imprese di distribuzione che hanno chiesto di essere ascoltate in audizione finale avanti il collegio dell'Autorità. Per tali imprese, i premi e le penalità sono stati determinati con la delibera 30 gennaio 2014, 18/2014/R/gas. Per l'anno 2011, complessivamente, sono stati erogati premi per 26,3 M€ e penalità per 2,3 M€.

In conseguenza della proroga, al 31 dicembre 2013, del periodo di applicazione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas, disposta dalla delibera 18 luglio 2013, 315/2013/R/gas, sono stati determinati per l'anno 2013 gli obiettivi di miglioramento per la componente dispersione per 177 imprese di distribuzione, di cui 162 già in regolazione e 15, di minori dimensioni, entrate per la prima volta in regolazione nel 2013. Con il medesimo provvedimento è stata accolta la richiesta di deroga alla partecipazione del sistema incentivante per l'anno 2013 per 44 imprese di distribuzione.

Con la delibera 24 gennaio 2013, 12/2013/R/gas, sono stati rideterminati, a seguito di un aggiornamento dei dati di sicurezza 2009 e 2010 relativi a un impianto interconnesso, gli obiettivi di miglioramento, per gli anni 2011 e 2012, dell'ambito provinciale di Brescia dell'impresa di distribuzione Valle Camonica Servizi.

Con la delibera 12 settembre 2013, 381/2013/R/com, l'Autorità ha intimato all'impresa distributrice Vergas l'adempimento agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di distribuzione del

gas; gli obblighi di comunicazione previsti dalla regolazione sono strumentali anche alla verifica, da parte dell'Autorità, dell'attuazione della regolazione.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

Con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11, è stato avviato un procedimento finalizzato alla revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019. Tale procedimento prevede lo sviluppo dell'Analisi d'impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti di maggiore rilevanza.

In attuazione del suddetto procedimento, a seguito della pubblicazione dei documenti per la consultazione 2 agosto 2012, 341/2012/R/gas, contenente le linee generali di intervento per la nuova regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, e 29 novembre 2012, 501/2012/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale dei servizi di distribuzione del gas, con il documento per la consultazione 11 luglio 2013, 303/2013/R/gas, sono stati sviluppati gli orientamenti finali dell'Autorità, tenuto conto:

- dei contributi pervenuti dai soggetti che hanno risposto ai precedenti documenti per la consultazione;
- degli esiti degli incontri tematici tenuti con le associazioni delle imprese distributrici, degli esercenti il servizio di vendita e dei consumatori;
- degli esiti delle indagini demoscopiche presso i clienti domestici e gli amministratori di condominio per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas.

Parallelamente, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 16 febbraio 2012, 44/2012/R/gas, è stato pubblicato il documento per la consultazione 16 maggio 2013, 202/2013/R/gas, che ha affrontato tre temi:

- la valutazione della performance del servizio di misura nella distribuzione del gas naturale;
- la revisione e il completamento della disciplina riguardante la ricostruzione dei consumi di gas a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura;
- la revisione e la semplificazione della prestazione di qualità commerciale relativa alla verifica del gruppo di misura, riconducendola alle sole richieste dei clienti finali.

Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, è stata approvata la nuova *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG) – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019.* I principali elementi di novità introdotti dalla nuova RQDG riguardano, con riferimento alla sicurezza del servizio di distribuzione:

- l'incentivazione degli investimenti sia nella sostituzione/risanamento delle reti in ghisa con giunti di canapa e piombo, sia nell'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione installati nei *city gate* attraverso un meccanismo *output based* (e non più *input based* con maggiorazione del *Weighted Average Cost of Capital* - WACC, per un periodo predefinito), con effetto *ex post* sui premi e sulle penalità della regolazione incentivante (maggiorazione e decurtazione dei premi e delle penalità), sulla base della effettiva virtuosità delle imprese di distribuzione nel risanare le condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo e nell'ammodernare i sistemi di odorizzazione;
- l'applicazione della regolazione premi-penalità a livello di impianto di distribuzione, anziché di ambito provinciale di impresa; tale aggiornamento della regolazione è stato considerato meritevole di applicazione dell'AIR, in considerazione dell'elevata dinamicità tecnica e amministrativa con la quale il settore della distribuzione gas è destinato a convivere negli anni a venire, per via delle gare di assegnazione delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la facoltà di partecipazione alla regolazione premi-penalità per gli impianti con meno di 1.000 clienti finali serviti al 31 dicembre 2013;
- la rimodulazione, nella regolazione premi-penalità, dei fattori incentivanti l'installazione di sistemi di telesorveglianza dello stato di protezione catodica delle reti di acciaio e di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale;
- le implicazioni, nella regolazione premi-penalità, degli

incidenti da gas di responsabilità dell'impresa di distribuzione, nonché l'innalzamento del valore economico della soglia dei danni alle cose per l'identificazione degli incidenti da gas di responsabilità delle imprese di distribuzione;
- l'introduzione di una nuova formula incentivante per quanto riguarda la componente odorizzazione della regolazione premi-penalità;
- la periodicità di ispezione delle reti in alta, media e bassa pressione;
- la tempistica di messa in protezione catodica efficace delle reti di acciaio;
- la pubblicazione mensile a consuntivo, sul sito internet dell'impresa di distribuzione, del Piano di ispezione programmata degli impianti;
- il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione, con l'avvio di un tavolo di lavoro, coordinato dal Comitato italiano gas (CIG), mirato alla definizione di norme *ad hoc* e di tempi e modalità di effettuazione di tale monitoraggio;
- un obbligo di comunicazione dei dati della qualità del servizio, per l'impresa di distribuzione uscente nei confronti di quella entrante, in caso di subentro.

Inoltre, con riferimento alla continuità del servizio di distribuzione, gli elementi di novità della nuova RQDG sono:

- una consistente semplificazione della regolazione, anche in considerazione dell'elevata affidabilità delle reti di distribuzione del gas sotto questo profilo;
- l'innalzamento del tempo minimo di preavviso alla clientela nei casi di interruzione programmata da un giorno lavorativo a tre giorni lavorativi;
- l'applicazione degli indicatori internazionali SAIFI e SAIDI (*System Average Interruption Frequency Index* e *System Average Interruption Duration Index*) per le interruzioni con e senza preavviso.

Per quanto riguarda la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, gli elementi di novità della la nuova RQDG sono:

- l'applicazione, con decorrenza 1 gennaio 2015, del preventivo rapido, già in vigore dal 2013 per il settore elettrico; tale preventivo si basa su corrispettivi uniformi a livello nazionale e può essere notificato ai clienti finali che si rivolgono ai *call center* delle società di vendita, già in sede di prima chiamata; al momento, il preventivo rapido è previsto per le attivazioni e disattivazioni della fornitura per le quali, con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, sono stati definiti corrispettivi uniformi su scala nazionale;
- l'eliminazione di ogni diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura;
- l'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi;
- alcuni aspetti procedurali correlati alla prestazione di verifica del gruppo di misura, prestazione ricondotta alle sole richieste dei clienti finali, con trasformazione del relativo standard generale a specifico;
- la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto;
- l'introduzione di un nuovo standard specifico sul tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, per i soli interventi riconducibili agli stabilizzatori e ai riduttori di pressione;
- l'innalzamento della percentuale minima di rispetto dello standard generale relativo al tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni;
- l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici;
- la comunicazione annuale dei dati e delle informazioni, oltre che su base impresa, su base regionale invece che provinciale.

Infine, in relazione alla performance del servizio di misura, una importante novità introdotta dalla nuova RQDG riguarda la pubblicazione comparativa, da parte dell'Autorità, di dati e informazioni, soggette già a obbligo di registrazione, riguardanti la performance del servizio di misura del periodo 2012-2015.

Con la delibera 20 febbraio 2014, 64/2014/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla delibera 574/2013/R/gas, e in particolare alla differenziazione della soglia dei danni alle cose ai fini dell'individuazione di un incidente da gas, confermando sia il previgente valore di 1.000 € per i soli incidenti che si verificano negli impianti dei clienti finali, sia il nuovo valore di 5.000 €, aggiornato con la delibera 574/2013/R/gas, per gli incidenti che si verificano nella rete di distribuzione.

Con la delibera 12 dicembre 2013, 572/2013/R/gas, sono state approvate le nuove disposizioni in materia di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, che decorrono dall'1 luglio 2014, ed è stata disposta, con medesima decorrenza, l'abrogazione della previgente delibera 27 gennaio 2010, ARG/gas 7/10, superando così le criticità riscontrate. Con la nuova disciplina, la ricostruzione dei consumi di gas naturale si applica a seguito di:

- verifiche del gruppo di misura che conducano all'accertamento di errori nella misura superiori ai valori ammissibili fissati dalla normativa metrologica vigente;
- verifiche del gruppo di misura nell'ambito delle quali si individuano guasti del gruppo di misura che non consentono l'individuazione dell'errore di misura;
- guasti del gruppo di misura, individuati dall'impresa distributrice nello svolgimento delle proprie attività, che non consentono l'individuazione dell'errore di misura.

Per la stima del volume di ricalcolo, il provvedimento individua due metodologie da applicare rispettivamente nei casi in cui, in sede di verifica del gruppo di misura, sia individuabile l'errore di misura e in quelli per i quali il tipo di guasto o rottura del gruppo di misura non consenta di determinare l'errore di misura.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

L'Autorità ha previsto anche nel 2013 programmi mirati di controlli e verifiche ispettive volti ad accertare la corretta attuazione di quanto previsto dalla regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, soprattutto in materia di sicurezza, a tutela dell'incolumità pubblica di persone e cose da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. Tali controlli e verifiche ispettive vengono effettuati con la collaborazione della Guardia di Finanza.

Con la delibera 14 febbraio 2013, 59/2013/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive, nei confronti di imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento a tutela di un interesse fondamentale come quello alla sicurezza di persone e cose. Eventuali violazioni della disciplina del pronto intervento gas possono costituire, per l'impresa distributrice coinvolta, la perdita per l'anno di riferimento del diritto a percepire i premi previsti dalla disciplina dei recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione. A fronte delle suddette verifiche ispettive, sono emersi elementi che hanno costituito presupposto per l'avvio dei procedimenti del 12 dicembre 2013, 570/2013/S/gas, del 19 dicembre 2013, 596/2013/S/gas e 597/2013/S/gas, del 13 febbraio 2014, 50/2014/S/gas, del 20 febbraio 2014, 61/2014/S/gas, volti ad accertare violazioni in materia di pronto intervento gas e a prevedere l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti delle imprese distributrici coinvolte.

Con la delibera 30 maggio 2013, 234/2013/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di sei verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2012, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza, definito dalla regolazione della qualità.

Con la delibera 25 luglio 2013, 324/2013/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 ottobre 2013 – 30 settembre 2014, l'effettuazione di 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti di imprese distributrici, avvalendosi della collaborazione dell'Azienda Speciale Innovhub – Divisione Stazione Sperimentale per i Combustibili. L'obiettivo di tali controlli è accertare il rispetto delle normative tecniche e di legge per quanto concerne il potere calorifico superiore, la pressione di fornitura e il grado di odorizzazione del gas distribuito. In particolare, la corretta odorizzazione del gas è fondamentale per l'individuazione di eventuali dispersioni e quindi per evitare conseguenze ben più gravi come esplosioni, scoppi, incendi. Inoltre, l'eventuale accertamento del mancato rispetto della legislazione e della normativa vigente in materia di odorizzazione del gas distribuito determina, per l'impresa distributrice interessata, conseguenze di natura penale ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083, e di natura economica per quanto riguarda il meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza, i cui premi possono essere annullati.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Con il 31 dicembre 2013 si è concluso il periodo di vigenza della regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013, approvata dall'Autorità con la delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09.

Con la delibera 7 febbraio 2013, 45/2013/R/gas, è stato avviato un

procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017.

In attuazione del suddetto procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 9 maggio 2013, 192/2013/R/gas, recante i propri orientamenti in materia di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, con particolare riferimento a sicurezza, continuità e qualità commerciale.

Gli obiettivi specifici che l'Autorità intende perseguire in materia di sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale sono finalizzati a:

- migliorare la sicurezza intervenendo sulle attività di protezione catodica delle reti di acciaio, di ispezione e sorveglianza delle reti, di gestione delle emergenze di servizio, di odorizzazione del gas, riconsegnato per usi domestici o usi similari, a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto;
- migliorare, in materia di continuità, la tutela degli utenti del servizio attraverso il monitoraggio dei livelli di pressione ai punti di riconsegna, l'introduzione di standard specifici che tengano conto anche dei livelli effettivi rilevati nel corso degli ultimi anni, un'estensione del campo di applicazione dell'obbligo di servizio concernente il trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio.

A seguito della consultazione, con la delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, è stata approvata la nuova *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 (RQTG) – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe per i servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017.*

La nuova regolazione è volta a rafforzare la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale, attraverso una più stringente regolamentazione in materia di: odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto; protezione catodica delle reti di acciaio; ispezione e sorveglianza delle reti, con particolare riguardo a quelle non protette catodicamente in modo efficace; gestione delle emergenze di servizio per quanto riguarda l'organizzazione e l'attivazione del servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio; monitoraggio della pressione minima garantita ai punti di riconsegna. In materia di continuità del servizio, particolarmente innovativa è l'introduzione di due standard specifici, con relativi indennizzi automatici, sulla riduzione/interruzione della capacità nei punti di riconsegna, a seguito di interventi manutentivi, e sul numero massimo annuo di interruzioni della fornitura nei punti di riconsegna, per i quali è previsto il completamento della regolazione entro i primi mesi del 2015, tramite un provvedimento che dovrà determinare i soggetti destinatari degli indennizzi automatici, le condizioni che questi devono soddisfare per averne diritto, nonché i tempi e le modalità di corresponsione.

Con la delibera 3 aprile 2014, 156/2014/E/gas, è stata chiusa l'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, in relazione all'emergenza verificatisi il 18 gennaio 2012 al gasdotto in località Tresana (MS), senza adozione di provvedimenti nei confronti degli operatori coinvolti, ma prevedendo che Snam Rete Gas invii agli Uffici dell'Autorità una relazione sulle cause dell'emergenza, alla conclusione delle indagini dell'autorità giudiziaria, previa acquisizione del nulla osta da parte di quest'ultima, e che l'Autorità, in esito alle suddette indagini, si riservi di dare attuazione a possibili seguiti di competenza.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

Con il 31 marzo 2014 termina il periodo di vigenza della *Parte I – Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (RQSG) – del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014*, approvata con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 204/10.

Con la delibera 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione. Gli orientamenti preliminari dell'Autorità, in materia di qualità del servizio per il nuovo periodo regolatorio, sono:

- migliorare alcuni aspetti inerenti alla sicurezza delle infrastrutture di stoccaggio (e in particolare le *flow line*);
- focalizzare la regolazione sulla continuità effettivamente erogata agli utenti del servizio, in materia di continuità del servizio;
- semplificare la regolazione della qualità commerciale;
- semplificare, per tutti e tre gli ambiti regolati, gli obblighi di comunicazione all'Autorità.

Al fine di allineare le tempistiche di definizione della nuova regolazione economica e di quella della qualità, l'Autorità ha disposto di prorogare sino al 31 dicembre 2014 la vigente RQSG, approvata con la delibera ARG/gas 204/10.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Con la delibera 17 novembre 2010, ARG/gas 200/10, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti finalizzati alla revisione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, in materia di accertamento documentale della sicurezza degli impianti di utenza a gas, che ha identificato i seguenti obiettivi:

- recepire alcuni contributi elaborati dal CIG, quali tra l'altro le analisi e le valutazioni inerenti alle procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas;
- semplificare il quadro regolatorio in relazione alle innovazioni legislative in materia di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- valutare l'opportunità dell'entrata in vigore dei Titoli III e IV della delibera n. 40/04 (relativi rispettivamente agli impianti modificati e agli impianti in servizio), stante la pubblicazione, da parte del CIG, della norma tecnica che definisce i criteri essenziali di sicurezza di un impianto di utenza in servizio.

In attuazione del suddetto procedimento, è stato pubblicato il documento per la consultazione 5 settembre 2013, 372/2013/R/gas, recante gli orientamenti dell'Autorità in materia di modifiche e integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas, e in particolare:

- aggiornamento delle disposizioni generali relative a tutte le tipologie di accertamento;
- aggiornamento del quadro regolatorio relativo agli impianti di nuova installazione;
- avvio della regolazione per gli impianti modificati, pervenendo a una loro identificazione puntuale e univoca;
- acquisizione di elementi utili ai fini dell'entrata in vigore della regolazione per gli impianti esistenti.

Con la delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato le nuove disposizioni in materia di accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas, in vigore dall'1 luglio 2014, che riguardano:

- disposizioni generali: l'aggiornamento del campo di applicazione, l'estensione, a decorrere dall'1 gennaio 2015, degli accertamenti anche agli impianti di utenza a gas dei clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto; l'aggiornamento dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per l'effettuazione degli accertamenti, tenendo conto del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat per il periodo 2004-2013; i requisiti tecnico-professionali che deve avere il personale non dipendente dell'impresa distributrice per poter svolgere l'attività di accertatore; l'innalzamento del contributo unitario per i Comuni che effettuano verifiche sugli impianti di utenza a gas; la modifica dei valori di portata termica complessiva che caratterizzano le tre tipologie di impianti da sottoporre ad accertamento documentale; i riferimenti temporali correlati alla registrazione e alla comunicazione dati da parte dell'impresa distributrice;
- accertamenti degli impianti di utenza nuovi: l'eliminazione della procedura concernente l'accertamento impedito;
- accertamenti degli impianti di utenza modificati o trasformati: l'avvio della sua applicazione anche se limitata, in questa prima fase, solo ad alcune casistiche di impianto modificato/trasformato;
- accertamenti degli impianti di utenza in servizio: il rinvio della sua entrata in vigore, in attesa della pubblicazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, del decreto di attuazione di un reale sistema di verifiche degli impianti al servizio degli edifici.