

interconnessi, prevedendo l'obbligo di effettuare le aste di prodotti che permettano di ottenere la capacità per transitare direttamente da un sistema all'altro, senza necessariamente acquisire la capacità in uscita da un sistema e la capacità di ingresso nel sistema confinante (c.d. *bundled*).

Con la delibera 7 agosto 2014, 419/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato i meccanismi proposti da Snam Rete Gas per l'implementazione delle disposizioni di cui alla delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas, in materia di gestione della congestione contrattuale (*Congestion management procedures*, regolamento CMP). Il regolamento CMP definisce le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazione in cui la capacità di trasporto risulta scarsa poiché interamente conferita – spesso su base pluriennale – anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. Il regolamento CMP prevede che i gestori dei sistemi di trasporto rendano disponibile agli utenti l'eventuale capacità derivante dall'applicazione di specifiche procedure di gestione delle congestioni, da attuare a partire dall'1 ottobre 2013.

#### Accesso al servizio di stoccaggio

L'anno termico 2014-2015 ha rappresentato in Italia la prima esperienza di conferimento pressoché totale della capacità di stoccaggio secondo i criteri di mercato. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia e in Europa, caratterizzata – al momento delle prime aste di marzo 2014 – da differenziali stagionali tra i più bassi degli ultimi anni e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2014, da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi poco superiori al gas estivo.

In questa situazione, la modalità di organizzazione secondo un calendario prefissato di aste mensili per il conferimento della capacità di stoccaggio, da marzo a settembre, sulla base della delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas, ha inteso perseguire tre obiettivi generali:

- la massimizzazione del riempimento dello stoccaggio a favore della sicurezza delle forniture nel periodo invernale e dell'economicità delle stesse; per questa ragione è stato previsto un prezzo di riserva nullo per le capacità (offerte come prodotto con iniezione mensile) che, se non conferite, non sarebbero state più disponibili per il riempimento;

- la minimizzazione degli oneri sul sistema corrispondenti al reintegro dei ricavi delle imprese di stoccaggio sino ai ricavi assicurati dalla regolazione tariffaria;
- l'individuazione di un valore uniforme dello stoccaggio da considerare nella definizione delle condizioni economiche di fornitura per i clienti in regime di tutela. Infatti, la prima asta di marzo 2014, negoziata a prezzo marginale, ha previsto anche una riserva per i soggetti fornitori di clienti di piccole dimensioni.

Con le delibere di pari data 13 marzo 2014, 108/2014/R/gas e 109/2014/R/gas, l'Autorità ha poi determinato le modalità di calcolo dei prezzi di riserva per ciascuna impresa di stoccaggio, tenendo conto:

- della differenza, attesa sulla base delle quotazioni *forward* presso l'*hub* TTF nei giorni precedenti a ogni procedura, tra il prezzo ricondotto al PSV del gas con consegna nel periodo invernale e il prezzo del gas con consegna nel precedente periodo estivo;
- dei costi associati al conferimento e all'utilizzo della capacità di stoccaggio, ossia dei costi relativi alla capacità di trasporto presso i punti di entrata e uscita interconnessi con lo stoccaggio e i consumi di iniezione e di erogazione;
- degli oneri finanziari derivanti dall'immobilizzazione del gas in stoccaggio.

A partire dalle aste successive al 16 maggio 2014, con la delibera 16 maggio 2014, 220/2014/R/gas, i prodotti quotati presso l'*hub* TTF sono stati integrati con gli analoghi prodotti quotati al PSV, in modo da tener conto di un inatteso ampliamento, nell'aprile 2014, della differenza tra i prezzi estivi nei due *hub*.

Il sistema di aste sequenziali, con le allocazioni distribuite nel corso dell'anno (e non con un'asta *one shot*), ha consentito di valorizzare la capacità di stoccaggio in modo da rispecchiare l'andamento del mercato (prezzi estivi) e le sue aspettative (prezzi a termine invernali). Tale sistema ha, inoltre, permesso agli operatori all'ingrosso di programmare l'approvvigionamento e gli strumenti di flessibilità a esso correlati in modo progressivo, secondo le rispettive esigenze. La prima asta di marzo 2014, a prezzo marginale, per il conferimento del servizio necessario alla modulazione tipica della clientela civile e/o tutelata, ha allocato più del 60% della capacità per il servizio di punta. Tutta la capacità offerta a inizio del corrente anno termico dagli operatori di stoccaggio è stata allocata attraverso una sola

asta della società Edison Stoccaggio e 16 aste della società Stogit. Di queste ultime, quattro aste sono state caratterizzate dal conferimento di quantitativi irrisori rispetto all'offerta, anche a causa del livello dei prezzi di riserva. Nonostante ciò, il processo di conferimento si è concluso con più di due mesi di anticipo rispetto al termine fissato di settembre 2014.

Successivamente, con la delibera 19 giugno 2014, 295/2014/R/gas, sono state definite le modalità di funzionamento del meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2014-2015. In particolare, si è previsto che la Cassa conguaglio per il settore elettrico saldi mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei prevalenti corrispettivi tariffari dell'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2014 - 30 marzo 2015, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 28 marzo 2013, 121/2013/R/gas.

Con la delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2015-2016. Col precedente documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 661/2014/R/gas, in anticipo rispetto alle disposizioni definite con decreto 6 febbraio 2015 del Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio, definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte dalla delibera 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

Anche per l'anno termico 2015-2016, l'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas che si pongono a livelli inferiori rispetto ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. A ciò si aggiunga che i livelli di consumo risultano sensibilmente ridotti rispetto ai massimi storici, con la conseguente riduzione della quota che deve essere coperta necessariamente dallo stoccaggio.

In particolare, anche per il 2015, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- \* uno che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- \* un altro che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

Infine, con la delibera 19 febbraio 2015, 64/2015/R/gas, sono state definite le quote percentuali di gas applicate agli utenti per la copertura dei consumi tecnici di stoccaggio per il periodo 1 aprile 2015 - 31 marzo 2016. Le modalità di attribuzione dei consumi tecnici, introdotte con la delibera 19 aprile 2012, 152/2012/R/gas, tengono conto del fatto che l'utente del servizio di stoccaggio contribuisce a generare i relativi costi, ove la sua posizione sia allineata a quella del flusso del sistema (in flusso), mentre contribuisce a ridurli ove questa sia opposta al flusso del sistema (in controflusso).

Infine, con le delibere 26 febbraio 2015, 80/2015/R/gas e 81/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema, e dunque pubblicati, come stabilito dal decreto 6 febbraio 2015 del Ministro dello sviluppo economico.

#### Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con il documento per la consultazione 11 dicembre 2014, 617/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato la riforma della disciplina di utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e di risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali.

I criteri atti a garantire agli utenti l'accesso al servizio di rigassificazione del GNL e ad assicurare l'imparzialità e la neutralità della gestione delle infrastrutture sono stati inizialmente definiti con la delibera 1 agosto 2005, n. 167, in un contesto del sistema gas caratterizzato dalla scarsità della capacità di rigassificazione disponibile e dall'assenza di strumenti idonei a contrastare efficacemente le eventuali ipotesi di accaparramento della stessa capacità. L'attuale contesto si caratterizza, invece, per l'abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso tutti i terminali italiani, a fronte di un calo della domanda di gas in Europa.

Anche l'assetto normativo del sistema gas si è fortemente evoluto rispetto al quadro legislativo nell'ambito del quale si erano definite le disposizioni della delibera n. 167/05. In particolare, il recepimento

delle direttive europee in materia di conferimento della capacità transfrontaliera e di gestione delle congestioni, nonché l'introduzione di un sistema di bilanciamento di mercato, hanno reso più agevole e flessibile l'accesso alle infrastrutture di interconnessione transfrontaliere e hanno fatto emergere solidi riferimenti di mercato anche per l'individuazione del valore delle varie risorse del sistema. Ai terminali di rigassificazione è richiesta sempre di più la disponibilità a fornire agli utenti un accesso flessibile, sia attraverso l'offerta di servizi di tipo *spot*, sia mediante la previsione di modalità di utilizzo delle capacità contrattualizzate adeguate a un contesto dinamico. È emersa, conseguentemente, l'esigenza, da parte degli utenti, di poter usufruire di regole di utilizzo della capacità conferita più flessibili – coerenti con la gestione di breve termine degli approvvigionamenti e della logistica del trasporto marittimo che si sta consolidando nel mercato del GNL – e che, pertanto, non impongano decisioni di programmazione troppo anticipate rispetto all'attuale contesto di mercato, nel quale gli operatori stabiliscono tipicamente le destinazioni dei carichi al massimo uno o due mesi prima della data di consegna.

In coerenza con gli indirizzi riportati nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, il documento per la consultazione 617/2014/R/gas ha proposto alcuni interventi mirati a promuovere l'utilizzo flessibile dei terminali di rigassificazione, tra cui:

- l'introduzione della possibilità di cessione bilaterale tra gli utenti della capacità conferita;
- l'integrazione delle attuali disposizioni in tema di rilascio della capacità conferita, disciplinando la possibilità, per l'utente, di revocare l'eventuale messa a disposizione dell'impresa di rigassificazione per il conferimento a terzi della capacità non utilizzabile;
- la previsione che l'impresa di rigassificazione renda disponibile per il conferimento di tipo *spot*, sulla base di un criterio di tipo *first come/first served*, l'eventuale capacità non richiesta entro un termine definito nel Codice di rigassificazione;
- la riduzione da M-2 (due mesi prima) a M-1 (un mese prima) del termine per il rilascio della capacità conferita; termine oltre il quale la medesima capacità, in caso di mancato utilizzo, concorre alla possibile applicazione delle disposizioni previste per il caso di mancato utilizzo della capacità conferita.

In esito a tale processo di consultazione, la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas, ha confermato, infine, i citati interventi proposti,

sui quali è emersa una generale condivisione da parte degli *stakeholders*, procedendo anche a un intervento di riordino della struttura della delibera n. 167/05. In particolare, l'Autorità, oltre a confermare l'introduzione della possibilità di cessione bilaterale tra utenti della capacità conferita, ha anche precisato che tale cessione bilaterale di capacità da parte degli utenti possa avvenire pure nei confronti di terzi non ancora utenti. A integrazione di quanto emerso nell'ambito del processo consultivo, l'Autorità ha allineato al posticipo citato (da M-2 a M-1) anche le tempistiche previste relativamente alla disciplina dei corrispettivi per inosservanza della programmazione delle consegne di GNL. Infine, ultima integrazione a quanto proposto originariamente dal regolatore, la citata delibera prevede anche l'esplicitazione di un criterio di priorità nel conferimento della capacità primaria rispetto a quella resa disponibile dagli utenti.

#### Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2014 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 8 maggio 2014, 209/2014/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico finalizzata al recepimento delle disposizioni di cui alla delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, in materia di tariffe di rigassificazione del GNL per il periodo di regolazione tariffaria 2014-2017;
- con la delibera 7 agosto 2014, 423/2014/R/gas, sono state approvate tre proposte di aggiornamento dei Codici di stoccaggio di Stogit ed Edison Stoccaggio, finalizzate al recepimento delle delibere 5 dicembre 2013, 556/2013/R/gas, 85/2014/R/gas, 27 marzo 2014, 144/2014/R/gas, e 220/2014/R/gas; è stato inoltre disposto che le imprese di stoccaggio e l'impresa maggiore di trasporto predispongano una proposta di integrazione o di adeguamento dei propri Codici, al fine di consentire la costituzione del diritto

reale sul gas stoccato a garanzia di terzi, secondo la fattispecie del pegno irregolare. Ciò con l'obiettivo di facilitare l'accesso allo stoccaggio, riducendo gli oneri per l'immobilizzazione del gas, e di migliorare l'economicità del sistema delle garanzie anche a beneficio della liquidità del mercato all'ingrosso;

\* con le delibere 419/2014/R/gas, 552/2014/R/gas e 36/2015/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas finalizzate all'attuazione della regolazione in materia di conferimento della capacità transfrontaliera e di gestione delle congestioni.

## Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, nell'anno termico in corso l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da

rendere disponibili nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*". Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo-opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

## Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

### Trasporto

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, con la delibera 27 novembre 2014, 584/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2015. Con la successiva delibera 11 dicembre 2014, 608/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e di disaccoppiamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas per l'anno 2015.

Inoltre, con la delibera 29 maggio 2014, 245/2014/R/gas, l'Autorità ha accertato il conseguimento degli obiettivi di realizzazione degli interventi di sviluppo della Rete nazionale di gasdotti (*milestone*) relativi all'anno 2013 e ha contestualmente abrogato le disposizioni di cui alla delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11.

### Rigassificazione

Il 27 febbraio 2014 è stato diffuso il documento per la consultazione 27 febbraio 2014, 80/2014/R/gas, recante gli approfondimenti e gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione di una tariffa stabilizzata per il servizio di rigassificazione di GNL. In virtù delle criticità emerse in sede di consultazione, con la delibera 10 luglio 2014, 335/2014/R/gas, l'Autorità ha ritenuto di non dare seguito alla proposta relativa all'applicazione di una tariffa stabilizzata per il servizio di rigassificazione e di adottare, ai fini dell'approvazione delle proposte tariffarie per l'anno 2015, i medesimi criteri utilizzati per le proposte tariffarie per l'anno 2014. Contestualmente ha previsto l'avvio, a partire dal 2015 (per le allocazioni relative al 2016), di procedure concorsuali per l'assegnazione di capacità, al fine di garantire una allocazione più efficiente della

capacità di rigassificazione e un miglior funzionamento del mercato, rimuovendo i potenziali effetti distorsivi di una tariffa decrescente nel tempo.

Con la medesima delibera 335/2014/R/gas, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della delibera 438/2013/R/gas, l'Autorità ha:

- \* approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione di cui all'art. 22.1 della RTRG e i corrispettivi transitori di misura, relativi all'anno 2015, per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- \* previsto, per la società Terminale GNL Adriatico, una deroga per la definizione del corrispettivo a copertura dei costi di ripristino, disponendo, altresì, che la società presenti una stima di tali oneri entro il 30 aprile 2015;
- \* approvato il corrispettivo per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio, offerti dalla società Terminale GNL Adriatico per l'anno 2015;
- \* sospeso il procedimento di approvazione della proposta tariffaria relativa all'anno 2015 per la società OLT Offshore LNG Toscana, fino al completamento dei procedimenti avviati con le delibere 12 dicembre 2013, 575/2013/R/gas, e 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas.

Inoltre, con la delibera 7 agosto 2014, 415/2014/R/gas, l'Autorità ha disposto la chiusura dei supplementi di istruttoria relativi alla società OLT Offshore LNG Toscana avviati con le citate delibere 575/2013/R/gas e 604/2013/R/gas, determinando d'ufficio, in via definitiva, le tariffe per il servizio di rigassificazione relative al periodo transitorio 2012-2013 e all'anno 2014. Contestualmente, l'Autorità ha determinato per la medesima società, fino a una eventuale diversa decisione da parte di un'altra Autorità competente, i corrispettivi specifici per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio sulla base dei costi sottostanti tali servizi. Infine, con la delibera 23 dicembre 2014, 652/2014/R/gas, l'Autorità ha determinato la tariffa, relativa all'anno 2015, del servizio di rigassificazione e il corrispettivo dei servizi marittimi di rimorchio e ormeggio per la società OLT Offshore LNG Toscana.

#### Stoccaggio

Con la delibera 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 di gas naturale per il quarto periodo di regolazione.

Con il documento per la consultazione 24 aprile 2014, 189/2014/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alle modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti, e con il successivo documento per la consultazione 7 agosto 2014, 417/2014/R/gas, la medesima Autorità ha presentato i propri orientamenti in relazione ai criteri di incentivazione per i nuovi investimenti, all'istituto del fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento e alle modalità di determinazione dei corrispettivi da applicare alla capacità assegnata *pro quota*.

I criteri di regolazione per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018 sono stati definiti con la delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas, con cui l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- \* fissare il tasso di remunerazione del capitale investito, pari al 6%;
- \* prevedere la revisione del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) disponendone l'aggiornamento con riferimento al valore del tasso *risk-free*; al fine di allineare le tempistiche di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito con gli altri servizi regolati, l'aggiornamento deve avvenire con riferimento alla determinazione dei ricavi per l'anno 2016;
- \* escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto, prevedendo contestualmente una clausola di salvaguardia per le immobilizzazioni in corso realizzate entro il 31 dicembre 2014;
- \* prevedere che gli incrementi patrimoniali relativi a investimenti che entreranno in esercizio nel nuovo periodo di regolazione possano includere oneri finanziari capitalizzati in corso d'opera, entro un limite predeterminato;
- \* escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini del calcolo della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione;
- \* prevedere la determinazione di ricavi provvisori sulla base di valori di pre-consuntivo dei nuovi investimenti e la rideterminazione dei suddetti ricavi in via definitiva sulla base di valori di consuntivo, in analogia a quanto previsto nel servizio di distribuzione del gas;

- \* adottare meccanismi di incentivazione dei nuovi investimenti che consentano di commisurare l'eventuale maggior remunerazione riconosciuta al valore del servizio erogato;
- \* applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del c.d. *profit sharing* di fine periodo, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività, realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione;
- \* determinare, nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obbiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, i costi operativi riconosciuti, in modo da contemperare le esigenze di equilibrio economico finanziario delle imprese con un adeguato incentivo al recupero di efficienze, in analogia con quanto previsto per il servizio di trasporto;
- \* fissare il coefficiente di recupero di produttività, differenziato per impresa;
- \* prevedere un fattore correttivo volto, tra l'altro, ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti anche in caso di mancato utilizzo dell'infrastruttura, ovvero di una sua valorizzazione, tramite le procedure di allocazione competitiva della capacità, al di sotto del ricavo tariffariamente ammissibile; e che detto fattore correttivo sia applicato ai siti di stoccaggio in esercizio al 31 dicembre 2014, nonché ai siti di stoccaggio che saranno messi in esercizio anche successivamente a tale data, ma sviluppati in attuazione di normativa primaria, e ai siti individuati quali infrastrutture strategiche ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- \* prevedere una copertura parziale dei costi operativi nel fattore correttivo, al fine di fornire un rafforzato incentivo al contenimento dei medesimi costi;
- \* prevedere un meccanismo che consenta agli operatori esistenti di coprire i costi operativi incrementali derivanti dalla realizzazione di nuovi siti/livelli di stoccaggio, in coerenza con quanto previsto con i siti di stoccaggio realizzati dai nuovi operatori.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento in materia di fissazione del livello di copertura della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale del capitale investito netto per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione.

In attuazione delle disposizioni di cui al decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito nella legge 11 novembre 2014, n. 164,

l'Autorità ha avviato, con la delibera 27 novembre 2014, 586/2014/R/gas, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di integrazione dei criteri tariffari per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018; con particolare riferimento all'introduzione di meccanismi regolatori incentivanti, anche asimmetrici, per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio, applicabili agli investimenti effettuati a decorrere dall'anno 2015. Con il documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 656/2014/R/gas, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alle modalità di determinazione degli incentivi per la realizzazione di capacità di punta addizionale e alle procedure con cui i soggetti interessati possono accedere ai suddetti meccanismi di incentivazione. In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, con la delibera 15 febbraio 2015, 51/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato:

- \* i ricavi di riferimento d'impresa per il servizio di stoccaggio, di cui all'art. 14 della RTSG, presentati dalla società Stogit per l'anno 2015;
- \* in via provvisoria, i ricavi di riferimento d'impresa di cui all'art. 14 della RTSG, presentati dalla società Edison Stoccaggio;
- \* le percentuali di ripartizione dell'importo complessivo del contributo compensativo, relativo all'anno 2014, approvato con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas, tra le regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio, sulla base delle capacità di stoccaggio offerte in conferimento, inclusa la capacità di stoccaggio strategico, per l'anno termico 2014-2015.

#### Tariffe per il servizio di distribuzione

Con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, è stata definita la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il periodo di regolazione 2014-2019, inerenti alle concessioni comunali o sovracomunali, rinviando a un successivo provvedimento l'adozione di misure relative alla regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito.

Con riferimento a tali ultime tematiche, l'Autorità ha presentato i propri indirizzi nel documento per la consultazione 13 febbraio 2014, 53/2014/R/gas.

In merito alla definizione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dell'attività di distribuzione e gestione delle infrastrutture

di rete, nel documento sono state illustrate tre opzioni regolatorie, valutate sulla base della metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR). Accanto all'ipotesi che prevede di calcolare i corrispettivi per ambito come media dei corrispettivi applicati alle c.d. "vecchie gestioni" comunali e sovracomunali alle imprese medie e grandi, appartenenti alla classe di densità corrispondente, sono state previste due ipotesi alternative. La prima prevede di definire un corrispettivo differenziato per gli ambiti con più di 300.000 punti di riconsegna, assumendo come riferimento i valori relativi alle vecchie gestioni per le imprese di grandi dimensioni. La seconda opzione prevede corrispettivi differenziati per gli ambiti di concessione con un numero di punti di riconsegna inferiore a 100.000, ulteriormente diversificati in funzione della dimensione del soggetto aggiudicatario della gara d'ambito.

Nel documento è stato illustrato l'orientamento dell'Autorità di prevedere una differenziazione nella valorizzazione del riconoscimento, ai fini tariffari, delle immobilizzazioni nette nei casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente (valutazione a Valore industriale residuo - VIR<sup>2</sup>), rispetto ai casi in cui il gestore entrante e il gestore uscente coincidono (valutazione a *Regulatory Asset Base* - RAB<sup>3</sup>).

Nel documento, inoltre, sono state illustrate le posizioni dell'Autorità in merito all'introduzione di meccanismi che consentano di trattare situazioni marginali con livelli di RAB fortemente disallineati dalle medie di settore, proponendo l'utilizzo di un approccio di tipo parametrico, al fine di identificare le località con riferimento alle quali si potrebbe procedere a una rivalutazione delle RAB attualmente disallineate dalle medie di settore.

Dando seguito al citato documento per la consultazione, la delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni della delibera 573/2013/R/gas, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con quelle relative alle gestioni per ambito di concessione.

Il provvedimento riflette sostanzialmente l'impostazione e gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 53/2014/R/gas, in merito alla determinazione di:

- \* corrispettivi a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione e di gestione delle infrastrutture di rete;
- \* corrispettivi a copertura degli oneri di gara (*una tantum*, di cui al comma 8.1 del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, 12 novembre 2011, n. 226) e della quota annua, di cui al comma 8.2 del medesimo decreto;
- \* valore delle immobilizzazioni nette di località a seguito degli affidamenti per ambito e criteri per il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB;
- \* componenti della tariffa obbligatoria che riflettono, rispettivamente, gli oneri per il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB e lo sconto tariffario offerto in sede di gara;
- \* criteri per la rivalutazione delle RAB disallineate dalle medie di settore (c.d. "RAB depresse"), da applicare anche ai cespiti di proprietà degli enti locali concedenti, non oggetto di trasferimento in sede di gara.

In relazione ai corrispettivi a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione e gestione delle infrastrutture di rete, è stata introdotta una differenziazione in funzione della dimensione dell'ambito.

Con riferimento agli ambiti fino a 300.000 punti di riconsegna, il corrispettivo a copertura dei costi operativi è determinato come media aritmetica dei valori unitari applicati alle gestioni comunali e sovracomunali, riferiti alle imprese di dimensione media e grande appartenenti alla classe di densità corrispondente. Nei due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio per ambito, il corrispettivo viene aggiornato ponendo l'*X-factor* pari a zero. Sono stati poi introdotti criteri di gradualità negli aggiornamenti per gli anni di concessione successivi al terzo.

Con riferimento agli ambiti con oltre 300.000 punti di riconsegna, il corrispettivo a copertura dei costi operativi è pari ai valori unitari applicati alle gestioni comunali e sovracomunali, riferiti alle imprese di grandi dimensioni appartenenti alla classe di densità corrispondente. Nei due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio per ambito, il corrispettivo viene aggiornato

<sup>2</sup> Il VIR, calcolato con il criterio della stima industriale, è la metodologia di calcolo per la valutazione del valore dell'impianto che deve essere riconosciuto al gestore uscente. Con il VIR il legislatore ha inteso riconoscere al gestore uscente un congruo indennizzo nel momento in cui, dovendo riconsegnare all'ente concedente l'impianto (che non può essere rimosso), il gestore stesso lascia sul territorio un bene che, potendo ancora essere utilizzato per la gestione del servizio da parte del nuovo concessionario, continua ad avere un valore (residuo) in termini industriali.

<sup>3</sup> Rappresenta l'indicatore virtuale e forfettario di valore del capitale investito netto calcolato sulla base delle regole di volta in volta dettate dall'Autorità allo scadere di ogni quadriennio di regolazione tariffaria. La RAB rappresenta il valore delle immobilizzazioni nette di località del servizio di distribuzione e misura, relativo agli impianti, incluse le immobilizzazioni in corso di realizzazione, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località.

ponendo l'*X-factor* pari a zero. A partire dal quarto anno della gestione per ambito, si assumono i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande. Tali valori unitari sono aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grandi dimensioni.

Nello stesso provvedimento è stato considerato il riconoscimento dei costi di cui al decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, a copertura:

- \* degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'*una tantum*, di cui all'art. 8, comma 1, del decreto;
- \* degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'art. 8, comma 2, del decreto, pari all'1% della somma della remunerazione sia del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, sia della relativa quota di ammortamento annuale.

In merito al valore delle immobilizzazioni nette di località a seguito degli affidamenti per ambito, l'Autorità, in base al decreto legislativo 1 giugno 1993, n. 93, ha distinto i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente.

In particolare, per il periodo di affidamento, il valore iniziale delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, riferito al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio mediante gara, è calcolato sulla base del:

- \* valore di rimborso, di cui all'art. 5 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, riconosciuto al gestore uscente, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente;
- \* valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori negli altri casi.

Nello stesso provvedimento è stato previsto l'allungamento delle vite utili dei cespiti ai fini della determinazione degli ammortamenti, in occasione del passaggio a gestione d'ambito. In relazione al trattamento dei contributi, è stata stabilita l'applicazione obbligatoria dell'opzione di degrado dei contributi in occasione del passaggio a gestione d'ambito.

Sono stati poi individuati i criteri per la rivalutazione delle c.d. "RAB depresse" rispetto ai valori medi riconosciuti, da applicare anche ai cespiti di proprietà degli enti locali concedenti non oggetto di trasferimento in sede di gara. In particolare, sono considerate come depresse le situazioni in cui il livello della RAB sia inferiore rispetto al 75% della valutazione parametrica, e il livello cui vengono riportate le RAB depresse è pari al 75% della valutazione parametrica. Rispetto alle ipotesi formulate in sede di consultazione risultano, pertanto, aumentati sia la platea dei possibili beneficiari, sia il livello obiettivo cui riallineare le RAB depresse.

Con la determina 23 gennaio 2014, 1/2014 – DIUC, sono state definite le modalità di esercizio dell'opzione di cui all'art. 2, comma 2, della delibera dell'Autorità 573/2013/R/gas in tema di trattamento dei contributi pubblici e privati. Tale articolo prevede che, con riferimento allo stock di contributi esistente al 31 dicembre 2011, le imprese possano scegliere, per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, tra le seguenti due modalità:

- \* in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi non soggetti a degrado sono portati interamente in deduzione dal capitale investito, mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;
- \* secondo il c.d. "degrado graduale", attuato con le modalità indicate nell'art. 13 dell'Allegato A alla sopraddetta delibera.

Il termine per l'esercizio di tale opzione è stato prorogato al 7 marzo 2014 dalla delibera 27 febbraio 2014, 88/2014/R/gas. La delibera 27 marzo 2014, 131/2014/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per il periodo 2011-2013, sulla base delle richieste di rettifica e di integrazione dei dati comunicati ai fini tariffari. Con il medesimo provvedimento è stato, inoltre, approvato, per tre località, l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione di cui all'art. 45 dell'Allegato A alla menzionata delibera 573/2013/R/gas. Con la delibera 27 marzo 2014, 132/2014/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2014, calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2013. Il medesimo provvedimento ha disposto la rideterminazione di opzioni tariffarie per l'anno 2014.

Con la delibera 25 settembre 2014, 455/2014/R/gas, sono state dunque definite le nuove condizioni per l'esercizio dell'opzione di

trattamento dello stock di contributi pubblici e privati al 31 dicembre 2011. La delibera ha confermato l'impostazione generale dell'art. 13 della RTDG (Allegato A alla delibera 367/2014/R/gas), che prevede che la scelta sia effettuata a livello di impresa, introducendo, limitatamente alle località relativamente alle quali la RAB risulti negativa nel corso del quarto periodo di regolazione, la possibilità di adottare un'opzione diversa da quella scelta a livello di impresa. Con la determina 30 settembre 2014, 19/2014 – DIUC, sono state definite le nuove modalità di esercizio dell'opzione di cui all'art. 13 della RTDG, in tema di trattamento dei contributi pubblici e privati.

Con la delibera 25 settembre 2014, 456/2014/R/gas, è stata introdotta una modifica della formula per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione, concentratori inclusi, ai fini della definizione del saldo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura per l'anno 2013. In particolare, è stato previsto che tale vincolo sia calcolato come somma delle quote di ammortamento e della remunerazione del capitale relative agli investimenti dichiarati nell'ambito della raccolta dati per le determinazioni tariffarie 2013, allo scopo di consentire la copertura dei costi di investimento effettivamente sostenuti dalle imprese.

La delibera 18 dicembre 2014, 633/2014/R/gas, ha disciplinato le rideterminazioni tariffarie relative alle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni 2009-2013 e alle opzioni gas diversi per l'anno 2014, a seguito della revisione delle vite utili dei misuratori imposta dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, e del nuovo esercizio dell'opzione di trattamento dello stock di contributi al 31 dicembre 2011, in base alla delibera 455/2014/R/gas.

Con la delibera 18 dicembre 2014, 634/2014/R/gas, sono state determinate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie gas diversi, per l'anno 2015. In coerenza con quanto previsto dall'art. 40, comma 9, della RTDG, le componenti fisse della tariffa obbligatoria relative al servizio di distribuzione e al servizio di misura sono state articolate in tre scaglioni, sulla base della classe del gruppo di misura. Con la medesima delibera è stato approvato anche l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG.

Con la delibera 5 marzo 2015, 89/2015/R/gas, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2013, sulla base di alcune istanze di

rettifica pervenute entro il 16 febbraio 2015, e ha rettificato alcuni errori materiali contenuti nella delibera 634/2014/R/gas.

Con la delibera 5 marzo 2015, 90/2015/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2014, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2013.

Sulla base di quanto previsto dall'art. 3, comma 2, della RTDG, entro il mese di marzo 2015, l'Autorità definisce e pubblica le tariffe di riferimento provvisorie relative all'anno 2015, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2014.

#### Degressività degli oneri generali di sistema del settore gas

Con la delibera 29 dicembre 2014, 675/2014/R/com, è stata confermata l'impostazione generale prevista dal comma 4.1 della delibera 573/2013/R/gas, che stabilisce l'introduzione di due aliquote distinte e degressive delle componenti: UG1 (relativa alla copertura degli eventuali squilibri dei sistemi di perequazione per la distribuzione e la misura del gas), GS (a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati), RE (a copertura della realizzazione dei progetti di risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas) e RS (per l'incentivazione della qualità del servizio), prioritariamente finalizzate alla riduzione delle componenti relative agli scaglioni per consumi annuali superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>), compensate da un incremento delle componenti previste per gli scaglioni tariffari con consumi annuali fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>).

In generale, il provvedimento si colloca nella direzione di contenere gli oneri per gli utenti appartenenti alle tipologie di uso con consumi elevati connessi alle reti di distribuzione.

Più in dettaglio, per quanto riguarda la rimodulazione dell'aliquota complessiva della componente RE, è stato previsto di agire esclusivamente sulla quota parte destinata alla copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui all'art. 57 della RTDG, mantenendo invariati i valori delle componenti destinate al Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, di cui all'art. 61 della RTDG, e al Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, di cui all'art. 68 del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT), in quanto stabilite dal

decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e pertanto non modificabili dal regolatore.

#### Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

Con la delibera 6 marzo 2014, 93/2014/R/gas, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti integrativi rispetto a quelli adottati nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 8 marzo 2012, 77/2012/R/gas, di attuazione delle disposizioni previste in materia di affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione dall'art. 4, comma 5, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69. In tale procedimento sono confluite le attività connesse all'attuazione delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 16 – in materia di valutazione dei valori di rimborso che risultino maggiori del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria – e di cui all'art. 1, comma 16-*quater* – in materia di anticipo alle stazioni appaltanti l'importo equivalente al corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara – del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9.

Con la determina 14 marzo 2014, 5/2014 – DIUC, sono stati messi a disposizione delle stazioni appaltanti i dati relativi al valore degli asset utilizzato ai fini della fissazione delle tariffe 2013, con riferimento all'insieme delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario.

La delibera 3 aprile 2014, 155/2014/R/gas, ha poi disciplinato l'iter procedurale relativo all'analisi della documentazione di gara che le stazioni appaltanti devono inviare all'Autorità, ai sensi dell'art. 9, comma 2, del decreto ministeriale n. 226/11. Il provvedimento prevede che la documentazione di gara sia trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la pubblicazione del bando di gara. Il medesimo provvedimento prevede anche la pubblicazione, nel sito dell'Autorità, di un apposito cruscotto, nel quale riportare in forma sintetica le informazioni sullo stato della procedura relativa agli adempimenti previsti dallo stesso art. 9.

Nel documento per la consultazione 17 aprile 2014, 178/2014/R/gas, sono stati illustrati gli indirizzi dell'Autorità per la definizione delle procedure e dei metodi di analisi parametrica e degli indici, al fine della valutazione degli scostamenti tra VIR e RAB, secondo quanto disposto dall'art. 1, comma 16, del decreto legge n. 145/13.

In attuazione di tali disposizioni, con la delibera 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici

per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10%, le modalità operative per l'acquisizione dei dati relativi al VIR necessari per le verifiche che l'Autorità deve svolgere e le procedure per la verifica degli scostamenti.

In relazione alla procedura di verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, l'Autorità ha previsto che essa sia condotta secondo una logica multistadio, articolata come segue:

- \* prima, verifica formale di completezza della documentazione trasmessa;
- \* successivamente, test parametrico di coerenza del VIR;

ed eventualmente:

- \* riallineamento delle vite utili e nuova verifica dello scostamento tra VIR e RAB;
- \* analisi per indici;
- \* verifica dell'applicazione delle *Linee guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale* del 7 aprile 2014, approvate con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 maggio 2014;
- \* verifica formale della sussistenza delle condizioni per la non applicazione delle summenzionate *Linee guida*;
- \* esame delle giustificazioni trasmesse dagli enti locali concedenti.

La delibera 7 agosto 2014, 414/2014/R/gas, ha definito i valori di riferimento per la determinazione dei costi unitari *benchmark* da utilizzare nell'analisi per indici, di cui all'art. 16, comma 1, della delibera 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB.

La determina 28 gennaio 2015, 1/2015 – DIUC, ha stabilito, in particolare, che, a decorrere dal 2 febbraio 2015, l'acquisizione della documentazione e dei dati necessari per le verifiche degli scostamenti tra VIR e RAB, di cui alla delibera 310/2014/R/gas, avvenga esclusivamente mediante la Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB, resa disponibile nel sito dell'Autorità.

Nel documento per la consultazione 24 aprile 2014, 190/2014/R/gas, sono stati esposti gli indirizzi dell'Autorità per la definizione delle modalità di rimborso ai gestori uscenti degli importi equivalenti al corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri

di gara, poi definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas, in attuazione dell'art. 1, comma 16-*quater*, del decreto legge n. 145/13. In particolare, sono state previste sia l'applicazione di un tasso di interesse pari al tasso di rendimento del capitale di debito utilizzato ai fini della determinazione del WACC, relativo ai servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione, sia l'adozione del regime dell'interesse composto per la determinazione degli interessi.

Con la determina 25 luglio 2014, 13/2014 – DIUC, sono stati messi a disposizione delle stazioni appaltanti, nel sito dell'Autorità, i dati relativi al valore degli *asset* al 31 dicembre 2012:

- \* i dati RAB riferiti all'insieme delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario;
- \* i dati RAB di proprietà del gestore e soggetti a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il gestore ha fornito tale dettaglio.

Con la delibera 20 novembre 2014, 571/2014/R/gas, è stato modificato lo schema di contratto tipo predisposto con la delibera 6 dicembre 2012, 514/2012/R/gas, per l'approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 14, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00. Con tale modifica si riconosce espressamente il diritto degli enti concedenti e/o delle loro eventuali società patrimoniali a ottenere, alla conclusione del periodo di affidamento del servizio, una somma pari al valore dell'ammortamento del capitale investito per le reti e per gli impianti.

La delibera 19 febbraio 2015, 57/2015/R/gas, ha definito le modalità per l'acquisizione, la custodia e il trattamento da parte dell'Autorità della documentazione di gara inviata dalle stazioni appaltanti.

#### Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Nel 2014 il CIG ha aggiornato le norme tecniche UNI TS 11291, in materia di telelettura e telegestione dei contatori intelligenti del gas, con la pubblicazione della parte relativa all'intercambiabilità. Sempre con riferimento all'intercambiabilità dei contatori intelligenti del gas, il CIG ha anche completato un documento che tratta le specifiche di prova per la valutazione di conformità, definisce in modo univoco le procedure di valutazione del software e dell'hardware dei contatori intelligenti e consente di operare secondo regole oggettive.

Con la delibera 23 dicembre 2014, 651/2014/R/gas, sono stati aggiornati gli obblighi di installazione e messa in servizio dei contatori intelligenti del gas, prevedendo che le imprese distributrici possano adottare criteri di pianificazione del *roll-out* che consentano il superamento delle possibili inefficienze derivanti dall'installazione di contatori intelligenti isolati.

Con la medesima delibera è stato stabilito che, in relazione ai costi sostenuti per le funzioni di telelettura/telegestione e concentrazione di dati nell'anno 2011, si applichino gli stessi criteri previsti dalla RTDG con riferimento agli anni 2014-2019 per il riconoscimento dei costi delle imprese che hanno optato per le soluzioni di tipo *buy*, e che a tal fine le imprese distributrici interessate possano presentare apposita istanza di riconoscimento dei costi.

#### Sperimentazione in progetti pilota *smart metering* multiservizio

Nella precedente *Relazione Annuale* si è dato conto dell'intenzione dell'Autorità di procedere alla selezione di alcuni progetti dimostrativi di *smart metering* multiservizio per sperimentare le modalità di condivisione tra più servizi locali, anche gestiti da operatori diversi dell'infrastruttura di telegestione, allo scopo di ridurre i costi per ciascun servizio. L'obiettivo principale della sperimentazione promossa dall'Autorità, che include anche l'erogazione di un contributo ai progetti sperimentali selezionati, consiste nella verifica sia dei potenziali benefici di efficienza economica e di natura sociale che tali innovativi modelli di implementazione possono recare nel contesto dello sviluppo dello *smart metering* gas, sia del vantaggio derivante dalla messa a disposizione, da parte dei progetti sperimentali, di informazioni utili ai futuri sviluppi di erogazione dei servizi e dei connessi meccanismi di regolazione.

Al termine per la presentazione delle istanze di partecipazione alla sperimentazione (30 aprile 2014) sono pervenute 12 istanze.

La tavola 3.1 presenta le principali caratteristiche in termini di dimensioni e servizi coinvolti.

Per i progetti la cui valutazione raggiunge almeno 65 punti, sono stati verificati i requisiti minimi previsti dall'art. 3 della delibera 393/2013/R/gas. In particolare, per il progetto presentato dal distributore gas Isera è risultata una lieve discrepanza, che è stata sanata a seguito di ripresentazione del progetto.

Infine, in base a quanto previsto dall'art. 7.3 della delibera 393/2013/R/gas, sono state verificate le situazioni degli ambiti

## TAV. 3.1

Caratteristiche dei progetti sperimentali multiservizio esaminati a seguito della delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas

PROGETTO (PROFONENTE/ CITTÀ)	PUNTEGGIO TOTALE	DIMENSIONE (PUNTI TOTALI)	SERVIZIO GAS	SERVIZIO ACQUA	SERVIZIO ELETTRICO	HEU- RISCALDAMENTO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	ALTRI SERVIZI (SMART CITY)
1. AES (Torino)	76,6	4.002	2.400	612	510	200	200	Sensori ambientali (80)
2. AGSM (Verona)	66,2	4.710	4.000	500	10	160	30	Sensori rumore (5) Idranti VVF (5)
3. AMGAS (Bari)	68,7	10.297	9.000	1.200	-	37	45	Water smart grids (15)
4. ASEC (Catania)	66,2	9.390	5.000	3.984	16	-	61	Stalli park disabili (304) Discariche (25)
5. Hera (Modena)	76,3	13.364	8.715	3.871	500	128	-	Igiene ambientale (150)
6. Iren (diverse città)	70,1	16.126	1.2084	3.351	100	476	100	Igiene ambientale (15)
7. Isera (Isera – TN)	65,8	2.338	1.069	1.259	3	-	5	Produzione energia elettrica e idrogeno (2)
8. Italgas (Roma)	51,2	5.125	2.500	2.500	-	-	-	Contatori divisionali (100) Water smart grids (25)
9. San Donnino (Fidenza – PR)	47,7	2.495	1.149	1.346	-	-	-	-
10. SED (Salerno)	66,7	2.520	1.000	1.200	-	-	-	Impianti termici (40) Parcheggi pubblici (200) Teleassistenza (80)
11. SOGIP (Acireale – CT)	n.v.	3.760	2.500	1.000	10	-	250	-
12. TEAsei (Mantova)	60,4	2.835	1.077	1.193	-	562	3	-

territoriali ottimali rispetto allo svolgimento delle procedure di gara ai sensi del decreto ministeriale n. 226/11; a tale proposito non sono emerse situazioni di particolare criticità.

Con le delibere 10 luglio 2014, 334/2014/R/gas, e 13 novembre 2014, 559/2014/R/gas, sono stati selezionati sette progetti che riguardano diverse città tra cui Torino, Reggio Emilia, Parma, Modena, Genova, Verona, Bari, Salerno e Catania, oltre ad alcuni comuni di minori dimensioni (Scandiano (RE) e Isera (TN), per un totale di circa 60.000 clienti dei servizi gas, acqua, teleriscaldamento, energia elettrica. I progetti selezionati rappresentano, nel complesso, un insieme adeguato per la sperimentazione, poiché coprono le diverse caratteristiche territoriali e offrono un ampio ventaglio di soluzioni tecnologiche, architetture e di messa a disposizione dei dati ai consumatori. Successivamente alla selezione, uno dei proponenti (AES per un progetto nella città di Torino) ha rinunciato.

I progetti selezionati rivestono un peculiare interesse soprattutto sul versante tecnologico-applicativo, in quanto consentono la

sperimentazione di diverse soluzioni, al fine di identificare le soluzioni tecniche più appropriate per integrare le modalità di comunicazione tra *smart meter* presso i clienti e i distributori/ esercenti i servizi. La realizzazione delle infrastrutture di comunicazione condivise è prevista entro un anno, cui seguirà la fase di esercizio di durata da uno a due anni.

Dal punto di vista territoriale, sono considerate sia le zone centrali, sia le zone residenziali o periferiche e in alcuni progetti anche le zone rurali che presentano le maggiori difficoltà tecniche, poiché si tratta di infrastrutture di comunicazione basate su tecnologie radio con diversi canali di frequenza (168 MHz, 868 MHz).

I progetti selezionati riceveranno un contributo (a valere sulle tariffe di distribuzione gas per un ordine di grandezza di circa 10 centesimi di euro a cliente all'anno), a fronte del quale i risultati della sperimentazione verranno resi pubblici.

Con la determina 31 marzo 2015, DIUC 5/2015, sono state definite le modalità di rendicontazione delle sperimentazioni *smart metering* multiservizio selezionate, prevedendo due *report* semestrali per la

fase di installazione delle infrastrutture condivise di comunicazione, tre *report* quadrimestrali nel primo anno di esercizio della sperimentazione, una descrizione tecnica aggiornata dell'architettura effettivamente realizzata e un *report* finale al termine di ogni sperimentazione. I *report* saranno pubblicati sul sito internet dell'Autorità per assicurare la divulgazione delle informazioni tecniche e degli indicatori dei risultati intermedi e finali.

#### Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei settori elettrico e gas

Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC per i servizi regolati dei settori elettrico e gas. Tale revisione è finalizzata a garantire l'omogeneità dei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e a evitare che le differenze dei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

L'Autorità ha previsto che tale revisione conduca all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui, *in primis*, il parametro  $\beta$ , che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso di capitale proprio e di capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).

Nel medesimo provvedimento l'Autorità ha previsto che:

- \* il livello del WACC continui a essere espresso in termini reali e pre-tasse;
- \* nel contesto della determinazione del WACC, le metodologie di determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continuino a essere fondate sul *capital asset pricing model*;
- \* nell'ambito del procedimento sia valutata l'introduzione di meccanismi di aggiornamento volti ad assicurare la coerenza dei tassi di remunerazione del capitale investito con gli andamenti del quadro congiunturale, tenendo conto, in particolare, della variazione del livello atteso del tasso d'interesse reale e che, a tal fine, sia garantita coerenza tra il tasso delle attività

prive di rischio, preso a riferimento, e il livello di inflazione utilizzato nella determinazione del WACC;

- \* il procedimento per la revisione delle modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC sia svolto in maniera coordinata, anche temporalmente, con il procedimento di revisione della regolazione dei servizi del settore elettrico, di cui alla delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/ee; ciò valutando, altresì, la possibilità di prevedere la convergenza verso una metodologia e una tempistica comuni di determinazione del WACC del capitale investito, per tutte le regolazioni infrastrutturali dei servizi regolati dei settori elettrico e gas, fin dall'anno 2016.

#### Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con il documento per la consultazione 16 ottobre 2014, 498/2014/R/gas, l'Autorità ha illustrato le proprie linee in materia di condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi, e gli orientamenti inerenti alla regolazione delle allocazioni dell'immissione in rete del biometano.

Nel documento sono state analizzate le seguenti tematiche:

- \* regolazione tecnico-economica e definizione dei criteri di allocazione relativi all'accesso e all'immissione di biometano alle reti del gas naturale;
- \* sicurezza ed efficienza tecnica delle reti, prevedendo che, all'interno del quadro regolatorio delineato dall'Autorità, i gestori di rete, in modo autonomo e indipendente, fissino le specifiche di pressione e la valutazione della compatibilità delle immissioni (in termini di portate e/o volumi nell'unità di tempo) con le caratteristiche delle reti e con il profilo di prelievo del bacino di utenza della rete cui l'impianto di biometano è connesso;
- \* misure a garanzia della trasparenza e della non discriminazione nell'accesso alle reti, che si sostanziano nella definizione dei criteri per la valutazione di ammissibilità di una richiesta di connessione, dei criteri per la localizzazione del punto di consegna della rete, dell'iter per l'esame delle richieste di connessione, dei criteri per lo svolgimento di lavori di connessione da parte del richiedente e delle disposizioni in materia di gestione delle controversie;

- \* condizioni economiche per l'accesso e l'uso delle reti, ipotizzando un approccio che prevede che i costi specifici della connessione siano a carico dei richiedenti, evitando di far gravare su questi ultimi i costi relativi ai rinforzi della rete esistente necessari per consentire l'immissione;
- \* misura, certificazioni delle quantità di biometano incentivabile e determinazione del consumo energetico degli impianti, secondo le finalità individuate dal decreto 5 dicembre 2013 del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali;
- \* criteri di allocazione relativi all'immissione di biometano nelle reti del gas naturale, ipotizzando di assimilare i punti di immissione di biometano nelle reti di trasporto ai punti di consegna da campi di produzione nazionale; per quanto riguarda le immissioni nelle reti di distribuzione, l'Autorità ha espresso l'orientamento di adottare un approccio convenzionale che identifica un unico punto virtuale nazionale di immissione nelle reti di distribuzione del gas naturale.

Con la delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, sono state approvate le direttive per le connessioni di biometano alle reti del gas naturale, in attuazione delle previsioni di cui all'art. 20, comma 2, del decreto legislativo n. 28/11 e delle altre disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi di cui al decreto ministeriale 5 dicembre 2013.

Nello specifico, la delibera approva l'Allegato A che contiene:

- \* nella Sezione I, le direttive per il biometano, sviluppate in coerenza con gli obiettivi indicati dal decreto legislativo n. 28/11, volte a garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas, a rendere trasparenti e certe le procedure di connessione alle reti e ad assicurare l'economicità della connessione, al fine di favorire un ampio utilizzo del biometano;
- \* nella Sezione II, le disposizioni relative alle modalità di misurazione, di determinazione e di certificazione della quantità di biometano da ammettere agli incentivi ai sensi del decreto 5 dicembre 2013.

In relazione a quanto previsto nella Sezione I, l'Autorità ha stabilito che:

- \* relativamente all'obiettivo di sicurezza ed efficienza tecnica nella gestione delle reti, la responsabilità di garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas sia posta in capo al gestore di rete, il quale deve verificare la compatibilità dei profili di immissione del biometano con le condizioni di esercizio in sicurezza delle reti stesse e con le capacità di assorbimento delle reti cui gli impianti di produzione di biometano si connettono;
- \* vista la vigenza dell'obbligo di *standstill*<sup>6</sup>, non sia possibile adottare nuove regole o norme tecniche relative agli standard di qualità e agli standard relativi all'odorizzazione del biometano da immettere in rete e che, conseguentemente, si debba fare riferimento alle norme vigenti, tenendo conto delle valutazioni e indicazioni contenute nel rapporto tecnico UNI/TR 11537;
- \* relativamente alle condizioni per lo svolgimento dell'attività di misura del biometano da immettere nelle reti del gas, si conferma (come previsto in sede di consultazione) che il soggetto responsabile per l'installazione e la manutenzione dei sistemi di misura è il produttore, mentre il gestore di rete è obbligato alla rilevazione, registrazione e archiviazione delle misure;
- \* quanto alle misure a garanzia della trasparenza e della non discriminazione nell'accesso alle reti, sia semplificato, rispetto alle previsioni poste in consultazione, l'iter procedurale e siano anche previste procedure sostitutive, analogamente a quanto disposto nel *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA);
- \* riguardo l'obiettivo di garantire l'economicità della connessione, anche al fine di favorire un ampio utilizzo del biometano, nel costo della connessione devono essere computati, secondo un approccio di tipo *shallow*<sup>7</sup>, unicamente i costi specifici necessari per la realizzazione dell'impianto di connessione, mentre sono esclusi i costi di rinforzo delle reti esistenti; in ragione dell'esigenza di favorire il trasporto mediante le reti del gas - più efficiente sul piano energetico rispetto all'utilizzo di carri

<sup>6</sup> Per effetto del mandato (M/475) che la Commissione europea ha assegnato al Comitato europeo di normazione (CEN) per l'elaborazione delle specifiche tecniche europee riguardanti l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale, sussiste una situazione di *standstill* che impedisce la pubblicazione di norme e regole tecniche nazionali.

<sup>7</sup> Tale approccio è finalizzato alla copertura parziale dei costi indotti dalla realizzazione delle connessioni.

bombolai – si prevede una parziale socializzazione dei costi relativi alla realizzazione degli impianti di connessione. Si riconosce la possibilità di rateizzare i pagamenti per i contributi di connessione per periodi non superiori ai 20 anni, purché siano prestate adeguate garanzie da parte dei produttori. Le ipotesi di determinazione dei contributi di connessione sulla base dei costi standard vengono rinviate a un successivo provvedimento.

In relazione alla Sezione II, l'Autorità ha previsto:

- per quanto riguarda la misurazione delle quantità di biometano immesso nella rete del gas naturale (che comprende anche i

casi in cui non c'è immissione fisica nelle reti del gas), la stessa ripartizione delle responsabilità stabilita in relazione ai sistemi di misura relativi all'immissione fisica nelle reti;

- che l'attività di certificazione e misurazione della quantità di biometano incentivabile ai sensi degli artt. 3, 4 e 5 del decreto 5 dicembre 2013, sia assegnata al Gestore dei servizi energetici (GSE), stabilendo, a tal fine, che il GSE utilizzi i dati di misura trasmessi dai soggetti responsabili del servizio di misura, nonché le informazioni fornite nella richiesta di qualifica degli impianti, ovvero contenute nei contratti bilaterali di fornitura, ove stipulati, e, in generale, ogni ulteriore informazione necessaria alla corretta erogazione degli incentivi.

---

## Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

---

Gli operatori del trasporto del gas naturale hanno inviato all'Autorità i *Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale*, come stabilito dal decreto legislativo n. 93/11. Le valutazioni di merito, così come le valutazioni relative alla

coerenza con le disposizioni di cui all'art. 16 del decreto legislativo n. 93/11 e con il regolamento adottato con il decreto 27 febbraio 2013, n. 65, del Ministro dello sviluppo economico, sono tuttora in corso.

# Promozione della concorrenza

## Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio

### Mercato all'ingrosso del gas naturale

Nel documento per la consultazione 24 luglio 2014, 373/2014/R/gas, recante *Integrazioni alla disciplina del bilanciamento di merito economico*, in tema di monitoraggio del mercato è stato prospettato che, in linea con l'esperienza maturata nel settore elettrico, il GME raccolga le informazioni, provveda al calcolo di opportuni indici di mercato e segnali eventuali anomalie all'Autorità per gli approfondimenti di competenza.

Successivamente, la delibera 485/2014/R/gas ha previsto che il GME trasmetta all'Autorità una proposta per delineare le attività di monitoraggio dei mercati del gas naturale e individuare così i possibili criteri e le modalità di svolgimento, da parte dello stesso GME, di tali attività, funzionali a fornire all'Autorità gli elementi di valutazione circa il buon andamento dei medesimi mercati. Tale proposta deve essere coordinata con gli adempimenti fissati per la raccolta dei dati, in applicazione del regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT).

Con il documento per la consultazione 7 novembre 2014, 553/2014/R/gas, e la successiva delibera 19 febbraio 2015, 60/2015/R/gas, l'Autorità ha riformato i criteri di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas. Dall'1 ottobre 2015, la maggior parte delle componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto, oggi applicate ai quantitativi di gas immessi in rete a monte del PSV, sarà applicata ai quantitativi di gas riconsegnati a valle della rete di trasporto regionale, ossia ai volumi prelevati. Questa riforma consentirà di liberare la valorizzazione del gas all'ingrosso al PSV da elementi estranei al mercato, che oggi rappresentano un ostacolo al suo sviluppo, soprattutto del Mercato a termine. Gli scambi a termine, che avvengono infatti al

PSV, potranno beneficiare di una maggiore certezza circa le voci di costo da considerare per negoziare il gas.

La delibera 60/2015/R/gas ha, in particolare, definito il valore della componente a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, volto ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti per tale servizio, anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile.

### Attività relative alle capacità di stoccaggio finanziate nell'ambito delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130

Il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, ha introdotto alcune misure per incentivare lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio da destinare al settore industriale e termoelettrico. Eni si è, quindi, impegnata a sviluppare, attraverso specifici accordi con Stogit (Gruppo Snam Rete Gas), quattro miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale. Tale capacità è destinata, per tre miliardi di metri cubi, ai soggetti investitori (consumatori industriali di gas naturale, piccole e medie imprese in forma singola o associata) e, per un miliardo di metri cubi, ai produttori di energia elettrica con impianti alimentati a gas naturale.

Oggi, con le mutate condizioni del quadro economico che si riflettono necessariamente anche sull'andamento del mercato del gas, lo sviluppo in Italia di nuova capacità di spazio di stoccaggio di gas appare meno urgente, essenzialmente per due fattori: la richiesta del mercato è inferiore a quella già attualmente disponibile e lo *spread* tra i prezzi nazionali del gas e quelli dei più liquidi mercati nord-europei è notevolmente diminuito. Riveste ancora rilievo la questione dello sviluppo della capacità di punta di erogazione.