PAGINA BIANCA

3.

Regolazione nel settore del gas

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Per l'illustrazione dell'attività svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nell'anno 2016, in merito alla regolazione dell'*unbundling*, si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 di questo Volume, poiché la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile descritta in quella sede per il settore elettrico si applica anche al settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Con la delibera 7 aprile 2016, 172/2016/R/gas, adottata congiuntamente al regolatore greco e a quello albanese (RAE ed ERE), è stata presa la decisione finale di certificazione di TAP AG, quale gestore di trasporto indipendente del gas naturale, ai sensi dell'art. 10 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 e del paragrafo 4.5.2 della *Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption Application.*

Con la decisione finale, i regolatori, sulla base di ulteriori elementi forniti da TAP AG, hanno confermato quanto già previsto nella decisione preliminare (delibera 26 novembre 2015, 566/2015/R/gas), ossia hanno certificato TAP AG sulla base sia dei requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/73/CE sia di impegni, da parte della medesima, che prevedono il graduale assolvimento di tutti gli altri obblighi di indipendenza entro la data definitiva di inizio delle attività commerciali e di gestione dell'infrastruttura.

Nella medesima decisione, le Autorità hanno inoltre fornito le proprie argomentazioni in risposta alle specifiche osservazioni contenute nel parere della Commissione europea e a supporto della certificazione finale di TAP AG. Tali argomentazioni si basano sul presupposto che:

- TAP AG non agisce, al momento, come gestore di trasporto del gas naturale e svolge prevalentemente l'attività di costruzione del gasdotto. Come anche riconosciuto dalla Commissione, i requisiti di indipendenza previsti dalla direttiva non possono che applicarsi alle limitate operazioni di natura commerciale svolte dalla società in questa fase (allocazione della capacità);
- le attività commerciali realizzate da TAP AG durante la fase di costruzione del gasdotto sono e saranno condotte in un contesto completamente regolato da specifici provvedimenti delle Autorità (*Linee guida*) che ne assicureranno lo svolgimento secondo modalità non discriminatorie;
- TAP AG è stata assoggettata dalle Autorità, durante la costruzione del gasdotto, ad un regime di *unbundling* funzionale, che prevede la predisposizione di un programma di adempimenti (approvato dalle Autorità) e la nomina di un responsabile della conformità, al fine di assicurare lo svolgimento delle attività commerciali in maniera non discriminatoria e la non divulgazione delle informazioni commercialmente sensibili agli azionisti della società, i quali talvolta hanno interessi nella produzione e nella fornitura di gas nei mercati serviti dal gasdotto.

Da ultimo, le Autorità hanno condiviso l'osservazione della Commissione europea, la quale ribadisce la necessità che tutto il personale di TAP AG impiegato nelle attività commerciali sia da subito sottoposto al rispetto dei requisiti di indipendenza previsti

dalla direttiva 2009/73/CE e non, come previsto nella decisione preliminare, dal momento dell'avvio definitivo e completo delle attività commerciali e di gestione del gasdotto.

Con la delibera 16 giugno 2016, 318/2016/R/gas, l'Autorità ha archiviato il procedimento per la ricertificazione di Snam Rete Gas, in qualità di gestore del sistema di trasporto del gas naturale, e con la delibera 16 giugno 2016, 317/2016/R/eel, ha altresì archiviato il procedimento per la ricertificazione di Terna, in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Il procedimento di ricertificazione per le due società era stato avviato con la delibera 29 gennaio 2015, 20/2015/R/com, alla luce dell'avvenuta modifica dell'assetto proprietario delle stesse a seguito di cessione della partecipazione di Cassa depositi e prestiti a soggetti di diritto estero e ad un gruppo di investitori istituzionali italiani. A seguito di opportuni approfondimenti istruttori, l'Autorità ha appurato l'insussistenza dei presupposti necessari per dare impulso ad una nuova procedura di certificazione ai sensi dell'art. 10 e 11 della direttiva 2009/73/CE e dell'art. 3, paragrafo 1, del regolamento (CE) 715/2009.

Regolazione delle reti

Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel corso del 2016 la disciplina del bilanciamento del gas naturale è stata oggetto di una profonda riforma che ha portato, dall'1 ottobre 2016, alla definizione del passaggio tra il vecchio regime, a suo tempo definito con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, e il nuovo modello che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, istituendo un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'illustrazione della prima fase della riforma si rinvia alla *Relazione Annuale 2016*, Volume II.

In Italia, già dal 2011, era in vigore un regime di bilanciamento di merito economico che presentava alcune delle caratteristiche contenute nel citato regolamento europeo; pertanto la sua implementazione non è avvenuta completamente *ex novo*, ma a partire da una base preesistente, che ha consentito di evitare l'introduzione di misure transitorie e di gradualità, seppure previste dal regolamento medesimo.

In ogni caso si è dovuto intervenire su vari fronti, sia sul piano regolatorio sia su quello implementativo, per poter adattare i processi esistenti e le infrastrutture informatiche alle nuove esigenze.

In primis, con la delibera 21 aprile 2016, 193/2016/R/gas, l'Autorità ha agito in tema di risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di ingresso e di uscita dello stoccaggio, prerequisito essenziale per garantire la liquidità al nuovo mercato, specie nel contesto italiano in cui lo stoccaggio è la principale fonte di modulazione infragiornaliera.

Con la delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, è stato approvato il *Testo integrato del bilanciamento* (TIB), ed è stata fissata la data di efficacia del medesimo a partire dall'1 ottobre 2016. È seguito poi un lavoro di finalizzazione dei Codici delle imprese di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, conclusosi con la relativa approvazione delle modifiche proposte (delibere 28 giugno 2016, 357/2016/R/gas; 1 settembre 2016, 475/2016/R/gas; 8 settembre 2016, 487/2016/R/gas; 19 gennaio 2017, 14/2017/R/gas), nonché con l'approvazione dello schema di convenzioni tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME), funzionali alla gestione del Mercato del

giorno prima (MGP) e del Mercato infragiornaliero (MI) (delibera 29 settembre 2016, 539/2016/R/gas).
La piattaforma di mercato PB-GAS preesistente è stata mantenuta, in via transitoria, non più come strumento per il bilanciamento ma come mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (la delibera 20 ottobre 2016, 584/2016/R/gas, ne approva la conseguente modifica del regolamento).
Infine, con la delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i parametri degli incentivi e la data a partire dalla quale sono misurate le performance di Snam Rete Gas, ferma restando l'esigenza di monitorarne l'andamento e di intervenire con eventuali correzioni già dopo i primi sei mesi se ciò si rendesse necessario.

Regolazione 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 le delibere 19 maggio 2016, 245/2016/R/gas, e 31 maggio 2016, 284/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato, per il 2013, i premi e le penalità rispettivamente per le imprese Unigas distribuzione e 2i Rete gas, la quantificazione dei quali era stata rinviata con la delibera 21 gennaio 2016, 20/2016/R/gas, a seguito della richiesta, da parte delle imprese, di convocazione dinanzi al Collegio dell'Autorità. Sempre con la delibera 20/2016/R/gas, l'Autorità ha sospeso la determinazione dei premi e delle penalità, per l'anno 2013, per l'impresa Egea - Ente gestione energia e ambiente, a causa di una dichiarazione di errata rendicontazione delle dispersioni, su segnalazione di terzi, a partire dall'anno 2008. Il provvedimento ha così disposto la verifica degli effetti di tali errate rendicontazioni inerenti ai periodi di regolazione 2009-2013 e 2014-2019. In esito a tale verifica, al fine di non gravare indebitamente sulla tariffa di distribuzione, l'Autorità:

- con la delibera 16 giugno 2016, 320/2016/R/gas, ha disposto, per l'impresa Egea, la determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2013, prevedendo l'utilizzo dei dati non rettificati;
- ha stabilito la revisione dei livelli di partenza e tendenziali per il periodo 2014-2019, già determinati con la delibera 18 giugno 2015, 290/2015/R/gas, prevedendo l'utilizzo dei dati rettificati.

Pertanto, con la delibera 22 settembre 2016, 516/2016/R/gas, l'Autorità ha indicato, per Reti territorio (ex Egea), con l'utilizzo dei dati rettificati, gli obiettivi annui di miglioramento relativi alla componente dispersioni, per il periodo 2014-2019.

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale in vigore nel periodo 2014-2019

Con la delibera 24 novembre 2016, 686/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità per l'anno 2014: per 13 imprese (Blu Reti Gas, NED Reti distribuzione gas, Veneta Gas, Lodigiana Infrastrutture, Erogasmet, San Giorgio Distribuzione Servizi, Servizi Distribuzione, Italimpianti, So.Gas, Lario Reti Gas, Enerco Distribuzione, Rete Morenica, Pedemontana Distribuzione Gas) la determinazione dei premi e delle penalità è stata rimandata ad un successivo provvedimento, poiché le stesse hanno chiesto di essere formalmente ascoltate dal Collegio dell'Autorità.
Per l'anno 2014 sono stati erogati premi per 49 milioni di euro

e penalità per 10,6 milioni di euro, differite agli anni 2015-2019.
Con la delibera 8 settembre 2016, 485/2016/E/gas, l'Autorità ha intimato a Multiservizi S.B. Unipersonale, Casirate Gas e Vergas di adempiere agli obblighi di comunicazione dei dati della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas e dei dati di performance del servizio di misura del gas naturale relativi all'anno 2015. Gli obblighi di comunicazione sono, infatti, funzionali all'attività di vigilanza dell'Autorità, che si svolge proprio partendo dall'analisi dei dati comunicati dalle imprese, ed è, pertanto, indispensabile che tutte adempiano a tali obblighi.

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

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG 2014-2019), con decorrenza 1 gennaio 2017, in materia di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore, per l'illustrazione delle quali si rimanda al Capitolo 7 di questo Volume.

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

Anche per l'anno 2016 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzati ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, con particolare riferimento alla sicurezza.
Con la delibera 10 marzo 2016, 95/2016/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici, con l'obiettivo di verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Qualora il controllo telefonico dia esito non conforme, l'impresa distributrice verrà sottoposta ad una verifica ispettiva.
Nel corso del 2016 e nei primi mesi del 2017, per violazioni in materia di servizio di pronto intervento, sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- delibera 6 dicembre 2016, 730/2016/S/gas, nei confronti di Briongas;
- delibera 9 marzo 2017, 125/2017/S/gas, nei confronti di Metagas;
- delibera 16 marzo 2017, 140/2017/S/gas, nei confronti di Autogas Centro;
- delibera 23 marzo 2017, 175/2017/S/gas, nei confronti di Sviluppo Energia;
- delibera 23 marzo 2017, 176/2017/S/gas, nei confronti di Crisgas.

A completamento di quanto disposto con la delibera 26 febbraio 2015, 71/2015/E/gas, sono stati avviati, inoltre, i seguenti procedimenti:

- delibera 1 aprile 2016, 156/2016/S/gas, nei confronti di Tecnigas;
- delibera 28 aprile 2016, 203/2016/S/gas, nei confronti di Valtellina Gas;
- delibera 5 maggio 2016, 211/2016/S/gas, nei confronti di Silca.

Con la delibera 9 giugno 2016, 294/2016/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2015, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale, allo scopo di accertare la corretta applicazione del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG 2014-2019.
Con la delibera 14 luglio 2016, 389/2016/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2017, un programma di 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti di altrettante imprese distributrici, con l'intento di accertare il rispetto della normativa relativa al potere calorifico superiore, alla pressione di fornitura e al grado di odorizzazione del gas distribuito. Tali controlli si svolgono con la collaborazione dell'Azienda speciale Innovhub – Divisione Stazione Sperimentale per i Combustibili.

Orientamenti finalizzati ad incrementare il numero di misuratori accessibili e il ricorso alle letture effettive

Con il documento per la consultazione 22 settembre 2016, 518/2016/R/gas, l'Autorità ha prospettato le possibili azioni e gli interventi correttivi finalizzati sia a disincentivare l'utilizzo delle letture stimate sia a indurre le imprese di distribuzione alla rilevazione effettiva del dato di misura, nell'ambito del servizio di misura del gas naturale.
In particolare, tali orientamenti, prospettati per tutti i misuratori con consumi annui sino a 5.000 S(m^3), sono differenziati in funzione dello stato di accessibilità dei misuratori e sono così sintetizzabili:

- per i misuratori accessibili (tradizionali e di tipo *smart*), si propone di:
  - rimuovere il concetto di "tentativo di lettura" riferito ai misuratori accessibili, sostituendolo con quello di "lettura effettiva";
  - fissare una soglia percentuale annua minima di misuratori, congiuntamente tradizionali e di tipo *smart*, con un numero di letture effettive, pari a quello previsto dalla regolazione, che ciascuna impresa distributrice deve raggiungere, e meccanismi di penalizzazione di 20-30 € per ogni misuratore - in diminuzione alla suddetta soglia percentuale - per il quale non sia stato rispettato il numero minimo di letture effettive. Entrambe tali modifiche potrebbero essere applicate fin da subito a tutte le imprese distributrici, indipendentemente dalle loro dimensioni;
- per i misuratori parzialmente accessibili (tradizionali), si prospetta di:
  - fissare un obbligo, in capo all'impresa distributrice, di verifica della classificazione dei misuratori tradizionali parzialmente accessibili;
  - fissare un obbligo di predisposizione di un registro, da aggiornare con cadenza annuale;
  - prevedere successivamente un meccanismo finalizzato alla riduzione progressiva (entro 4-5 anni al massimo) della percentuale di misuratori tradizionali parzialmente accessibili, tramite la loro sostituzione con misuratori di tipo *smart* (aggiuntivi rispetto agli obblighi già previsti dall'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas);
- per i misuratori non accessibili (tradizionali), si propone di:
  - introdurre un obbligo di sostituzione dei misuratori tradizionali non accessibili, per i quali l'impresa distributrice non abbia rispettato il numero minimo di tentativi di lettura, con un equivalente numero di misuratori di tipo *smart* (aggiuntivi rispetto agli obblighi già previsti dall'Allegato A alla delibera 631/2013/R/gas).

Aggiornamento delle direttive in materia di obblighi di messa in servizio degli smart meter del gas

Con la delibera 29 dicembre 2016, 821/2016/R/gas, è stata introdotta una deroga facoltativa, previa informativa all'Autorità, per il rinvio all'1 gennaio 2018 dell'utilizzo della gestione da remoto della chiusura dell'elettrovalvola presente sugli *smart meter* gas G4 e G6.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

In materia di odorizzazione del gas trasportato, con la delibera 8 settembre 2016, 484/2016/E/gas, l'Autorità:

- ha intimato a Snam Rete Gas di adempiere, entro il 31 gennaio 2017, agli obblighi in materia di odorizzazione del gas naturale per le tipologie di clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas naturale, fissati dall'art. 5 dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, come modificato dalla delibera 29 maggio 2015, 250/2015/R/gas;
- ha rilevato che il ritardo rispetto all'anzidetto termine costituisce presupposto per l'avvio di un'istruttoria formale volta all'adozione di un provvedimento sanzionatorio di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, nonché delle misure conseguenti al mancato rispetto della legge 6 dicembre 1971, n. 1083 che, tra l'altro, costituisce un illecito penale.

Il Consiglio di Stato, con l'ordinanza n. 239, del 19 gennaio 2017, ha accolto l'istanza cautelare presentata da Snam Rete Gas, a seguito dell'ordinanza cautelare del TAR Lombardia n. 1690/2016 relativa all'intimazione ad adempiere agli obblighi in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari dei clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto, sospendendo la delibera 250/2015/R/gas, per la parte riguardante l'inderogabilità del termine ultimo per il completamento del piano di adeguamento (31 gennaio 2017). È stato, altresì, confermato l'obbligo nei confronti di Snam Rete Gas di procedere all'implementazione delle misure di odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto per uso domestico o similare (riscaldamento, cottura, produzione di acqua calda sanitaria, condizionamento), anche se combinato con usi tecnologici, come classificato ai sensi del *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement)* (TISG) (Allegato A alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas), informando periodicamente l'Autorità delle modalità progressive di esecuzione del

piano «*fino alla data di trattenimento in decisione del ricorso principale*».

Con le delibere 25 febbraio 2016, 69/2016/R/gas, e 17 novembre 2016, 670/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas, che recepiscono, tra l'altro, le disposizioni previste dalle seguenti delibere:

- delibera 602/2013/R/gas, recante *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017*;
- delibera 250/2015/R/gas, recante *Adozione di misure in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari di clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas naturale*.

Con le delibere 28 aprile 2016, 204/2016/R/gas, e 9 giugno 2016, 299/2016/R/gas, inoltre, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas, che recepiscono le disposizioni previste dalla delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, recante *Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi*.

Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 26 maggio 2016, 270/2016/R/gas, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche al sistema di gestione degli scostamenti tra la capacità conferita e quella utilizzata presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri, al fine di rendere il sistema coerente con le attuali procedure di conferimento che consentono agli utenti di prenotare i prodotti di capacità di durata inferiore all'anno.

Con le delibere 24 giugno 2016, 336/2016/R/gas, e 4 agosto 2016, 470/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli impianti di generazione di energia elettrica. L'intervento di riforma, di tipo sperimentale (progetto pilota), mira a realizzare il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, sul modello di quelli adottati presso i punti di interconnessione con l'estero, e si inserisce in un percorso di revisione più ampio che, inizialmente, ha interessato gli impianti di generazione elettrica. Detti impianti, oltre ad essere limitati nel numero, hanno evidenziato, anche per effetto del rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, maggiori criticità rispetto all'attuale regolazione in ordine alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Con il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 60/2016/R/gas, e le delibere 21 luglio 2016, 422/2016/R/gas, e 4 agosto 2016, 464/2016/R/gas, l'Autorità ha completato il processo di implementazione delle disposizioni europee relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti (*Congestion management procedures*,

regolamento CMP)[1]. La menzionata delibera 422/2016/R/gas ha aggiornato le disposizioni in materia di mancato utilizzo sistematico della capacità conferita presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti; mentre la delibera 464/2016/R/gas ha introdotto il meccanismo *use-it-or-lose-it* su base *day-ahead*, quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali.

Accesso al servizio di stoccaggio

Come accade da alcuni anni, anche nell'anno termico 2016-2017 il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto sulla base di criteri di mercato. Ancora una volta la situazione di mercato, in Europa e in Italia, è caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2016, 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 di poco superiori a quelli del gas estivo.

Questa situazione, che comprime la possibilità delle imprese di stoccaggio di generare ricavi, ha reso necessaria, anche nel 2016, la definizione di un 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 (cfr. delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas). In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2016, il meccanismo secondo il quale la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) salda mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari previsti dall'Autorità, e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2016 - 30 marzo 2017, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 16 aprile 2015, 171/2015/R/gas. Va, inoltre, evidenziato che la delibera 323/2016/R/gas ha anche avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio in concessione alla società Stogit.

In attuazione delle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, con la delibera 16 febbraio 2017, 76/2017/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2017-2018, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio[2] (servizio di punta e servizio uniforme) sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

L'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas, i quali si pongono a livelli inferiori rispetto ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. Anche per il 2017, 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:

- un prodotto 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).

A fronte delle capacità di stoccaggio che si sono rese disponibili in seguito alla scadenza, al 31 marzo 2016, dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il decreto ministeriale 14 febbraio 2017, nell'ambito del servizio uniforme, ha confermato, anche per il 2017, le novità introdotte nel 2016 ovvero:

- l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e di stoccaggio volto a favorire l'importazione di nuovo GNL nel nostro Paese in estate, assicurando, a chi lo richieda, la capacità di stoccaggio necessaria per il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo;

1 Il regolamento CMP definisce le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazioni 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. In Italia la prima fase del processo di implementazione del regolamento CMP era stata avviata nel 2013, con l'approvazione della delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas.

2 L'impianto del servizio di stoccaggio è stato definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme).

- l'utilizzo di riferimenti di mercato, in luogo di quelli tariffari, per il conferimento in asta della capacità di stoccaggio su base pluriennale (due anni, come previsto dal menzionato decreto ministeriale).

Infine, con le delibere 23 febbraio 2017, 83/2017/R/gas e 84/2017/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. I prezzi di riserva non sono resi noti al sistema, come stabilito dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017.

Con la delibera 193/2016/R/gas, l'Autorità ha disciplinato i criteri di svolgimento delle procedure per il conferimento e la cessione fra gli utenti della capacità di stoccaggio per periodi pari e inferiori al mese. Tali disposizioni, coerenti con l'avvio del nuovo regime di bilanciamento previsto dal regolamento (UE) 312/2014, cui l'Autorità ha dato applicazione dall'1 ottobre 2016 con la delibera 312/2016/R/gas, ha introdotto sia un mercato *day-ahead* per il conferimento della capacità di stoccaggio continua e interrompibile, sia la possibilità per gli utenti di ricorrere all'*overnomination* dello stoccaggio nel corso del giorno gas. La delibera disciplina, inoltre, le modalità di svolgimento delle procedure di conferimento, nonché la destinazione dei proventi derivanti dalle medesime procedure.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con l'obiettivo di aumentare e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 dicembre 2016 ha confermato, anche per il 2017, la possibilità di conferire capacità di rigassificazione attraverso le procedure d'asta, con un prezzo di riserva fissato dall'Autorità. Pertanto, con la delibera 12 gennaio 2017, 6/2017/R/gas, l'Autorità ha disciplinato le modalità di svolgimento delle procedure d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione (e di stoccaggio per il servizio integrato); con la successiva delibera 16 febbraio 2017, 64/2017/R/gas, sono stati definiti i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento delle capacità per il servizio integrato. Tali prezzi di riserva non sono stati resi noti al sistema.

Con la delibera 6 ottobre 2016, 555/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di Adriatic LNG relativa ai corrispettivi per i servizi di flessibilità previsti dalla delibera 7 novembre 2013, 502/2013/R/gas. Il provvedimento prevede, inoltre, che la medesima Adriatic LNG trasmetta una proposta relativa alle modalità di determinazione *ex ante* del corrispettivo di riconsegna per la flessibilità (CRF), da applicarsi dall'1 gennaio 2017, formulata sulla base delle dinamiche dei prezzi di bilanciamento e del gas naturale rilevate a seguito dell'avvio del nuovo regime di bilanciamento, secondo quanto stabilito dalla delibera 312/2016/R/gas.

Con il documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 714/2016/R/gas, l'Autorità, coerentemente con le previsioni contenute nel proprio *Quadro strategico 2015-2018*, ha prospettato i propri orientamenti in relazione all'introduzione di criteri di mercato per l'allocazione della capacità di rigassificazione. In particolare, il documento ha posto in consultazione l'introduzione di meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione sia di lungo sia di breve periodo; inoltre, ha illustrato le prime valutazioni sui meccanismi d'asta ritenuti più efficienti per l'allocazione dei diversi prodotti di capacità, nonché sui criteri utilizzabili per la definizione dei prezzi di riserva da associare ai medesimi prodotti.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, di stoccaggio e di 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 congruenza con i medesimi criteri.

Nel corso del 2016, sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire le nuove previsioni normative, le disposizioni introdotte dall'Autorità e/o le modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 1 aprile 2016, 165/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, tesa a semplificare il processo di contrattualizzazione, con benefici anche in ordine all'onerosità della gestione delle garanzie da parte degli utenti dello stoccaggio, in linea con quanto richiesto dai medesimi utenti nell'ambito dell'indagine annuale di *customer satisfaction* svolta da Stogit;
- con la delibera 31 maggio 2016, 287/2016/R/gas, è stata approvata

una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni della delibera 20 novembre 2015, 555/2015/R/gas, in materia di rilascio della capacità presso i punti della rete di trasporto gas interconnessi con l'estero, al fine di favorire l'armonizzazione dei processi di gestione dei conferimenti di capacità tra sistemi di trasporto interconnessi;

- con la delibera 357/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, per integrare i cicli di riformulazione delle prenotazioni di capacità, in linea con le previsioni del regolamento (UE) 312/2014, che ha istituito il Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto;
- con la delibera 4 agosto 2016, 467/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, che consente la costituzione del diritto reale di garanzia a favore di terzi sul gas stoccato, che si inquadra nella fattispecie del pegno irregolare;
- con la delibera 487/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, che integra le disposizioni della delibera 193/2016/R/gas in materia di conferimento di capacità su base mensile o per periodi inferiori, incluse le capacità non utilizzate dagli utenti, al fine di limitare le congestioni contrattuali nell'utilizzo degli stoccaggi;
- con la delibera 22 settembre 2016, 520/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione di Adriatic LNG, che integra, in particolare, le previsioni della delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas, in materia di utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e di risoluzione delle eventuali congestioni per l'accesso ai terminali;
- con la delibera 6 ottobre 2016, 556/2016/R/gas, sono state aggiornate le disposizioni della delibera 17 luglio 2002, 137/02, in materia di scostamenti presso i punti di interconnessione della rete di trasporto del gas ed approvate, al contempo, le proposte di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, in conformità delle delibere 270/2016/R/gas e 422/2016/R/gas relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti;
- con la delibera 22 dicembre 2016, 789/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, che integra le disposizioni in materia di capacità in anticipo e di gestione della capacità rilasciata su base giornaliera, in linea con le disposizioni di cui alla delibera 193/2016/R/gas;
- con la delibera 19 gennaio 2017, 13/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni della delibera 464/2016/R/gas, che ha introdotto il meccanismo *use-it-or-lose-it* su base *day-ahead* quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di interconnessione con i gasdotti europei;
- con la delibera 26 gennaio 2017, 30/2017/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento dei Codici di rete delle società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia, allo scopo di recepire quanto previsto nella delibera 336/2016/R/gas, che ha avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas alimentanti impianti di generazione di energia elettrica.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 20 ottobre 2016, 585/2016/R/gas, 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

Tariffe di trasporto

Con la delibera 6 ottobre 2016, 550/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, per il periodo 2010-2013, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato del 12 giugno 2015, n. 2888, che ha parzialmente annullato la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.
In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, con la delibera 17 novembre 2016, 669/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2017.
Con la successiva delibera 22 dicembre 2016, 776/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2017.

GNL - Tariffe di rigassificazione

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, con la delibera 14 luglio 2016, 392/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2017.
Con la delibera 27 ottobre 2016, 607/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato 26 luglio 2016, n. 3356, e 9 agosto 2016, n. 3552, in materia di determinazione delle tariffe di rigassificazione della società OLT Offshore LNG Toscana.

Tariffe di stoccaggio

In tema di ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio, l'Autorità, per l'anno 2015:

- con la delibera 28 gennaio 2016, 27/2016/R/gas, ha approvato i ricavi per la società Stogit;
- con la delibera 25 febbraio 2016, 66/2016/R/gas, ha determinato d'ufficio i ricavi per la società Edison Stoccaggio, prevedendo un riconoscimento parziale delle immobilizzazioni relative al sito di San Potito e Cotignola, e la loro entrata in esercizio ai fini tariffari nell'anno 2015.

Riguardo ai ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio, l'Autorità, in via provvisoria, per l'anno 2016:

- con la delibera 11 febbraio 2016, 46/2016/R/gas, ha approvato i ricavi per la società Stogit;
- con la delibera 26 maggio 2016, 265/2016/R/gas, ha determinato i ricavi per la società Edison Stoccaggio.

Con la delibera 28 luglio 2016, 441/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato, in via provvisoria, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2017.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Con la delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con previsioni normative in merito alle gestioni per ambito di concessione.
Nel corso del 2016, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento infraperiodo della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), con riferimento al triennio 2017-2019; in particolare, con la delibera 25 febbraio 2016, 68/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento della RTDG con riferimento ai seguenti aspetti:

- la definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, ai fini della loro

applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;

- la revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- la determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, espressi in euro per punto di riconsegna, ai fini della loro applicazione a partire dall'anno 2017;
- la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in euro/gruppo di misura, per gli anni successivi al 2016.

Con il documento per la consultazione 4 novembre 2016, 629/2016/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche. In particolare, ai fini della definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha condotto un'analisi dell'evoluzione dei costi dichiarati dalle imprese nei rendiconti annuali separati, nel periodo 2012-2015. Sulla base di tali analisi, nel documento per la consultazione 629/2016/R/gas l'Autorità ha espresso i propri indirizzi, così sintetizzabili:

- con riferimento alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas naturale, risultano da rivedere i target di recupero di produttività per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione e da definire, di conseguenza, l'*X-factor* per le imprese di grandi dimensioni in un range compreso tra 1,8% e 2,0% e, per le imprese di dimensioni medio-piccole, in un range compreso tra 2,7% e 3,3%;
- riguardo alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale, sono da prevedere i valori dell'*X-factor* in un range compreso tra 0,2% e 0,8%, in linea con l'incremento dell'*X-factor* ipotizzato per le imprese di dimensioni medio-piccole che distribuiscono gas naturale;
- con riferimento al servizio di misura, non vanno modificati gli obiettivi di recupero di produttività fissati pari a 0% nel primo triennio del quarto periodo di regolazione per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati, al fine di non depotenziare la spinta all'investimento nei sistemi di *smart metering*, e nelle attività di installazione e di manutenzione dei gruppi di misura, nelle more degli approfondimenti relativi alle modalità di compilazione dei rendiconti annuali separati; ciò sia al fine di analizzare i possibili effetti sugli andamenti dei costi operativi che l'adozione di diverse logiche di capitalizzazione dei costi da parte delle imprese può avere prodotto nel tempo, sia al fine di meglio analizzare gli andamenti dei costi relativi alle verifiche dei gruppi di misura;
- con riferimento al servizio di commercializzazione, è opportuno aumentare il costo unitario riconosciuto per l'anno 2017 e prevedere un *X-factor* pari a 0% per gli aggiornamenti tariffari per gli anni 2018 e 2019 o, in alternativa, introdurre un *X-factor* negativo, in modo da aumentare il livello del costo unitario riconosciuto, in un range compreso tra -1,0% e -2,0%, da applicare agli aggiornamenti degli anni 2017, 2018 e 2019.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas, con la quale è stata approvata la nuova versione della RTDG, l'Autorità:

- ha confermato i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas naturale, fissati per gli aggiornamenti degli anni 2015 e 2016, anche per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2017, 2018 e 2019. Ciò in ragione dell'esigenza di fornire un quadro regolatorio stabile e certo, in vista dell'indizione delle gare d'ambito;
- in coerenza con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale, ha confermato i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale, fissati pari a 0% per gli aggiornamenti degli anni 2015 e 2016, anche per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2017, 2018 e 2019;
- ha confermato gli obiettivi di recupero di produttività per le attività di installazione e manutenzione dei gruppi di misura e per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati, fissati pari a 0% nel primo triennio del quarto periodo di regolazione, avviando al contempo un monitoraggio dei costi sostenuti dalle imprese, per verificare gli impatti derivanti dallo sviluppo dei programmi di messa in servizio degli *smart meter*;
- ha ridefinito in aumento il costo unitario riconosciuto per il servizio di commercializzazione, in linea con i costi effettivi delle imprese sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati

per l'anno 2015, prevedendo un tasso di riduzione annuale dei costi pari a 0% per i successivi aggiornamenti del parametro nel corso del quarto periodo di regolazione.

Con il documento per la consultazione 28 aprile 2016, 205/2016/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali in tema di nuovi criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas e di individuazione di tetti ai riconoscimenti dei costi unitari di capitale, in relazione alle località in avviamento. Gli orientamenti finali su tali tematiche sono stati illustrati nel documento per la consultazione 4 agosto 2016, 456/2016/R/gas.

Con la delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas, è stato istituito un tavolo di lavoro tecnico congiunto tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità, allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa, per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti sulle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dagli investimenti del 2018. In particolare, l'Autorità ha individuato, come oggetto di analisi nell'ambito del tavolo di lavoro, le seguenti tematiche:

- la definizione delle voci del prezzario;
- i criteri per la determinazione dei prezzi;
- le modalità di identificazione delle quantità fisiche da assumere ai fini della determinazione del costo riconosciuto;
- l'introduzione di coefficienti correttivi da applicare al prezzario, in relazione agli effetti di variabili esogene, che incidano sui livelli di costo del servizio, ma che non risultino riflesse nel medesimo prezzario;
- le modalità di riconoscimento dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie relative a interventi di sostituzione o di rifacimento di cespiti già esistenti.

Con la medesima delibera, è stato introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento, a partire dagli investimenti del 2017, costituito da una soglia massima in termini di spesa per utente servito pari a 5.250 €/PDR. Tale tetto, nel caso in cui una quota degli investimenti sia coperta con contributi pubblici, trova applicazione con riferimento alla restante quota degli investimenti non coperta da contributi pubblici.

Con la delibera 10 marzo 2016, 98/2016/R/gas, sono state poi rideterminate le tariffe di riferimento in relazione agli anni 2009-2014, a seguito della chiusura dell'indagine conoscitiva avviata con la delibera 24 gennaio 2013, 14/2013/E/gas, in tema sia di investimenti relativi alla sostituzione di condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo, sia dell'accettazione di richieste di rettifica e di integrazione dei dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2016.

Con la delibera 10 marzo 2016, 99/2016/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura del gas per l'anno 2015, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2014, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG. Ai fini di tale determinazione, sono state recepite le istanze di rideterminazione tariffaria e di applicazione della tariffa di ufficio con decorrenza dall'anno 2015 e sono state considerate le istanze di rettifica dei dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2016.

Con la delibera 7 aprile 2016, 173/2016/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e di misura del gas per l'anno 2016, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2015, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera a), della RTDG. Con il medesimo provvedimento sono stati approvati, per sei imprese di distribuzione, anche gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 45 della RTDG.

Con la delibera 5 maggio 2016, 213/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a valutare la possibilità di riconoscimento dei costi non capitalizzabili sostenuti dal Comune di Mignano Monte Lungo (CE), per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas nel territorio di sua competenza, con riferimento al periodo in cui il medesimo ha svolto, in proprio, tale servizio.

Con la delibera 14 luglio 2016, 393/2016/R/gas, di rettifica di errori materiali, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per due imprese distributrici e, per un'impresa distributrice, è stato rideterminato l'importo relativo all'indennità amministrativa di cui all'art. 4, comma 5, della RTDG, precedentemente approvato con la delibera 99/2016/R/gas.

Con la delibera 29 settembre 2016, 533/2016/R/gas, l'Autorità ha rideterminato i valori delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale per la località di

Catania, servita dalla società ASEC, per l'anno 2015, a seguito dell'accettazione di un'istanza di riconoscimento dei costi di investimento relativi a cespiti di proprietà comunale.

Con la delibera 4 novembre 2016, 626/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri per le rideterminazioni tariffarie conseguenti alla verifica ispettiva presso 2i Rete Gas, in materia di tariffe di distribuzione del gas, da adottarsi con provvedimento successivo.

La delibera 6 dicembre 2016, 733/2016/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas, per gli anni 2009-2015, a seguito della presentazione, entro il 15 settembre 2016, di istanze di rettifica, da parte di alcune imprese distributrici, di dati fisici e patrimoniali e della correzione di errori materiali.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 774/2016/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, di misura e di commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 40 della RTDG, le opzioni tariffarie per gas diversi, di cui all'art. 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale in acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 45 della RTDG, per l'anno 2017. In coerenza con l'approccio adottato per la determinazione delle tariffe obbligatorie negli anni 2014, 2015 e 2016, al fine di incrementare la stabilità delle tariffe, i volumi di gas rilevanti utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie, a copertura dei costi del servizio di distribuzione, sono stati determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 26 gennaio 2017, 29/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato, per l'anno 2017, le opzioni tariffarie per gas diversi, i cui valori non sono stati pubblicati, a causa di un errore materiale, con la delibera 774/2016/R/gas. Con la medesima delibera è stato revocato, con decorrenza dall'1 gennaio 2017, il riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG 2009-2012, con riferimento ad una località.

La delibera 16 marzo 2017, 146/2017/R/gas, ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas, per gli anni 2009-2015, a seguito dell'accettazione delle richieste di rettifica e integrazione di dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2017.

Con la delibera 16 marzo 2017, 145/2017/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura del gas, per l'anno 2016, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015. Ai fini di tale determinazione, sono state recepite le istanze di rideterminazione tariffaria, con decorrenza dall'anno 2016, e sono state considerate le istanze di rettifica di dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2017.

Il 16 giugno 2016 e il 3 ottobre 2016 l'Autorità ha pubblicato, sul proprio sito internet, alcuni chiarimenti sull'applicazione della RTDG in relazione, tra l'altro, al riconoscimento dei costi operativi e alle modalità di trattamento di casi di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore e alla stratificazione del valore di rimborso ai fini tariffari. Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi operativi, la delibera 15 settembre 2016, 500/2016/R/gas, ha integrato e chiarito alcune disposizioni della RTDG relative alle località con scadenza dell'affidamento successiva alla gara d'ambito. In particolare, l'Autorità ha precisato che il corrispettivo unitario riconosciuto a copertura dei costi operativi per tali località, corrispondente a quello riconosciuto per le gestioni d'ambito, non può, fino alla data dell'effettivo passaggio alla gestione per ambito, risultare superiore al corrispettivo che si applicherebbe qualora le località venissero considerate come appartenenti al perimetro a gestione comunale e sovracomunale.

In merito alle altre tematiche, il 19 maggio 2016 e il 4 agosto 2016 sono stati pubblicati altri chiarimenti inerenti alla debenza dei canoni di concessione, da parte delle imprese distributrici di gas, ai Comuni nel periodo di prosecuzione del servizio, ai sensi dell'art. 14, comma 7, del decreto legislativo n. 164/00, come successivamente modificato e integrato.

La determina 1 agosto 2016, 19/2016 - DIUC, ha introdotto disposizioni in materia di comunicazione dei dati finalizzata alle determinazioni tariffarie per i servizi di distribuzione e di misura del gas, in caso di valorizzazione delle immobilizzazioni nette di località sulla base del valore di rimborso, in esito all'affidamento mediante gara d'ambito.

La delibera 8 settembre 2016, 483/2016/R/gas, ha integrato le

disposizioni della RTDG per i casi di riclassificazione delle reti di trasporto regionale in reti di distribuzione del gas.
Con la successiva determina 13 ottobre 2016, 21/2016 – DIUC, è stato definito convenzionalmente il valore delle immobilizzazioni lorde relativo ai cespiti oggetto di riclassificazione da rete di trasporto regionale in rete di distribuzione del gas ed è stata prevista un'integrazione delle modalità di presentazione delle richieste di determinazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, in caso di riclassificazione.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

L'aggiornamento infraperiodo della RTDG per il triennio 2017-2019 ha riguardato anche la revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, la determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, nonché la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura.
Nel documento per la consultazione 629/2016/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche, nonché in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi per la messa in servizio di gruppi di misura di classe G4 e G6 per l'anno 2016. In particolare, l'Autorità ha proposto di valutare una modifica dell'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, prevedendo il riconoscimento di un costo standard per verifica applicato al numero effettivo di verifiche eseguite dalle imprese.
Nel medesimo documento sono stati, inoltre, illustrati gli esiti di una raccolta dati relativa ai costi di telelettura/telegestione e ai costi dei concentratori per gli anni 2010-2020 (attivata con la determina 18 aprile 2016, 9/2016 – DIUC). Dall'esame dei dati è emerso che i costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *make* e miste risultano mediamente inferiori ai costi sostenuti dalle imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *buy*. Tenuto conto che, tra le imprese che hanno adottato soluzioni *make* si sono evidenziate due distinte soluzioni tecnologiche - una basata su comunicazioni punto a punto senza l'utilizzo di concentratori e una fondata invece sull'utilizzo dei concentratori – l'Autorità, al fine di garantire la neutralità tra le tecnologie, ha proposto di valutare l'introduzione di un'unica componente, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura sia dei costi centralizzati di telelettura/telegestione sia dei costi dei concentratori. In base alle analisi svolte, l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissare complessivamente le componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, pari ad un valore compreso tra 2,30 e 2,70 € per punto di riconsegna.
L'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di fissare il livello del costo standard per l'anno 2017 in un range compreso tra 125 e 135 €/gdm (gruppo di misura), per i gruppi di misura G4, e tra 160 e 170 €/gdm, per i gruppi di misura di calibro G6.
Con la delibera 775/2016/R/gas l'Autorità ha ritenuto opportuno in relazione a tali tematiche:

- rinviare ad uno specifico approfondimento l'ipotesi di modifica delle modalità di riconoscimento dei costi per le verifiche metrologiche, prospettata nel documento per la consultazione 629/2016/R/gas, che prevede l'individuazione di un riconoscimento unitario per verifica effettuata e, nelle more di tali approfondimenti, ridurre in via provvisoria, sulla base delle evidenze sui costi effettivamente sostenuti dalle imprese, come risultano dai rendiconti annuali separati trasmessi all'Autorità, il valore unitario della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ da 60 €/gdm a 50 €/gdm;
- prevedere, nelle more degli opportuni approfondimenti in relazione ai costi sostenuti dalle imprese, che i costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori sostenuti fino all'anno 2017 siano riconosciuti a consuntivo, introducendo in ogni caso un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti nel 2017, definito sulla base del livello medio unitario dei costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *buy* e dimensionato in funzione del numero di punti di riconsegna effettivamente equipaggiati con *smart meter*;
- fissare i costi standard per i misuratori di classe G4 e G6 al limite superiore dell'intervallo individuato nel documento per la consultazione 4 novembre 2016, 629/2016/R/gas, pari rispettivamente a 135 €/gdm, per i misuratori di classe G4, e a 170 €/gdm, per i misuratori di classe G6;
- confermare i livelli già fissati per l'anno 2014 dei costi standard da applicare per il riconoscimento degli investimenti relativi ai gruppi di misura elettronici delle classi superiori a G6, realizzati nel 2017.

Con la medesima delibera è stato confermato l'orientamento espresso in consultazione di prevedere che per il 2016 gli investimenti relativi ai gruppi di misura di classe G4 e G6 siano valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, con un tetto pari al 150% del costo standard, in continuità con quanto previsto per il 2015.