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

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 28 febbraio 2013, 83/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato, nell'ambito di un procedimento che ha previsto anche una fase di consultazione pubblica, specifiche *Linee guida*, predisposte in coordinamento con il regolatore austriaco E-Control, che definiscono i criteri e le modalità per l'effettuazione delle procedure di allocazione della capacità giornaliera di trasporto tra i sistemi gas austriaco e italiano. In precedenza, con la delibera 13 dicembre 2012, 536/2012/R/gas, erano state definite, in linea con gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 8 marzo 2012, 82/2012/R/gas, misure per rendere disponibile, a partire dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera di trasporto tra i sistemi gas austriaco e italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo della piattaforma comune europea di allocazione transfrontaliera, istituita dalle principali imprese di trasporto europee (piattaforma denominata "Prisma").

L'obiettivo perseguito dalle delibere 536/2012/R/gas e 83/2013/R/gas è quello di promuovere il conferimento congiunto delle capacità transfrontaliere per favorire sempre maggiori liquidità e flessibilità dei mercati, nonché di arrivare a una convergenza dei prezzi del gas a livello europeo.

Con il documento per la consultazione 20 giugno 2013, 270/2013/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle modifiche da apportare alla regolazione in materia di requisiti per l'accesso al servizio di trasporto e di criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti della Rete nazionale interconnessi con l'estero, al fine di dare attuazione al mutato quadro normativo europeo, con particolare riferimento alle disposizioni sia del *Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM), sia dell'Allegato I del regolamento (CE) 715/2009 in materia di gestione della congestione contrattuale (*Congestion Management Procedures*, regolamento CMP).

L'obiettivo ultimo dei regolamenti CAM e CMP è creare mercati più liquidi e concorrenziali. Il regolamento CAM interviene definendo norme trasparenti e non discriminatorie per il conferimento della capacità che tutti i Paesi membri dell'Unione europea sono tenuti a rispettare. In particolare, si dispongono norme per armonizzare le procedure di conferimento tra sistemi interconnessi, prevedendo l'obbligo di effettuare aste di prodotti che permettano di ottenere la capacità per transitare direttamente da un sistema a un altro senza dover acquisire la capacità in uscita da un sistema e quella di ingresso nel sistema confinante (c.d. *bundled*).

La nuova disciplina sarà direttamente applicabile, a partire dall'1 novembre 2015, a tutti i punti di interconnessione tra sistemi *entry-exit* degli Stati membri dell'Unione europea (per l'Italia: Gorizia-Sempeter e Tarvisio-Arnoldstein), nonché alle interconnessioni con Paesi non-UE, se così deciso dalle Autorità di regolazione interessate.

Alcune delle disposizioni del regolamento CAM assumono carattere di autoesecutività, in quanto oggetto del regolamento (UE) 984/2013, e sono caratterizzate da un grado di dettaglio tale da richiedere soltanto una mera trasposizione, nell'ambito della regolazione nazionale, di quanto in esse previsto (per esempio, le disposizioni riguardanti le tem-

pistiche di conferimento e i meccanismi di conferimento della capacità), mentre altre richiedono, per la loro attuazione, una valutazione da parte dell'Autorità relativamente alle loro più adeguate modalità applicative e al relativo ambito. Nel documento per la consultazione 270/2013/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito agli aspetti del regolamento CAM per la cui attuazione è necessaria la definizione di criteri da parte del regolatore o per i quali tale definizione si presenta opportuna in ragione del carattere generale della norma (per esempio, la possibile estensione delle norme del regolamento CAM ai punti di interconnessione verso sistemi di trasporto extra Unione europea o il mantenimento degli attuali obblighi di servizio pubblico in capo all'impresa di trasporto, che subordinano la possibilità di dare accesso al servizio di trasporto alla sussistenza di precisi requisiti relativi all'autorizzazione all'importazione e alla disponibilità di un contratto di importazione).

Il regolamento CAM prevede, inoltre, che una quota pari almeno al 20% della capacità esistente sia resa disponibile per il conferimento di prodotti di capacità di breve durata e medio termine (in particolare il 10% per prodotti trimestrali e il 10% per prodotti fino a cinque anni termici). Con la delibera 25 luglio 2013, 332/2013/R/gas, l'Autorità ha disposto che nei conferimenti di capacità per i punti di entrata della Rete di trasporto nazionale, interconnessi con l'estero, di Passo Gries, Tarvisio e Gorizia effettuati nell'estate del 2013, si tenesse già conto della quota di capacità che deve essere riservata ai prodotti di breve termine, ai sensi del futuro regolamento CAM.

Il regolamento CMP definisce invece le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", cioè della situazione in cui la capacità di trasporto risulta scarsa perché interamente conferita – spesso su base pluriennale - anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. Le congestioni contrattuali sono considerate uno dei principali ostacoli all'integrazione del mercato europeo. 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.

Con la delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas, l'Autorità, in esito alla consultazione di cui al documento 270/2013/R/gas, ha definito le disposizioni funzionali al recepimento nella regolazione nazionale delle procedure di gestione delle congestioni del regolamento CMP.

Sempre in materia di accesso alla rete di trasporto, con il documento per la consultazione 5 settembre 2013, 374/2013/R/gas, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in ordine alla regolazione delle condizioni di allacciamento e di accesso alla Rete nazionale gasdotti nei casi di rinuncia all'esenzione per terminali di GNL. L'intervento si colloca nell'ambito di una più ampia riforma avviata dall'Autorità al fine di chiarire, come previsto dalla delibera 25 giugno 2013, 272/2013/R/gas, quale sia la disciplina applicabile nei casi in cui una nuova infrastruttura che benefici di un'esenzione (terminali di GNL, *interconnectors* o nuovi stoccaggi in sotterraneo) venga a perdere tale titolo (ciò che si potrebbe verificare nei casi in cui il Ministero dello sviluppo economico accetti, secondo condizioni dal medesimo stabilite con apposito decreto, la rinuncia ovvero la revochi). In questo ambito è stata consultata anche la definizione degli strumenti più idonei a garantire che, alla scadenza del contratto di trasporto, il terminale continui a restare in esercizio e a offrire i servizi di rigassificazione, e non cessi quindi la propria attività in modo inefficiente e/o con oneri per il sistema.

Il processo di consultazione si è concluso all'inizio del 2014, con la delibera 30 gennaio 2014, 19/2014/R/gas, che stabilisce che solo i terminali di rigassificazione individuati come strategici abbiano diritto a modificare le condizioni del contratto di trasporto da sottoscrivere o sottoscritto ai sensi delle delibere 31 luglio 2006, n. 168, e 27 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, riducendone la durata a cinque anni, decorrenti dall'entrata in servizio dei medesimi terminali o, se già in servizio, dalla rinuncia all'esenzione, ferma restando la necessità di impegnare la capacità pari al 100% del *send out* massimo del terminale. Inoltre, qualora l'impresa di rigassificazione eserciti tale diritto, nel caso in cui la rinuncia all'esenzione sia stata accettata successivamente all'inizio dei lavori di realizzazione delle infrastrutture di trasporto dedicate con oneri a carico del sistema, essa sia tenuta ad assicurare, almeno su base annuale, la disponibilità di capacità di trasporto funzionale all'erogazione dei propri servizi per una quota di capacità corrispondente alla quota dei ricavi coperta dal fattore di garanzia.

In materia di accesso al servizio di trasporto si segnalano, infine, le delibere 31 gennaio 2013, 39/2013/R/gas, e 28 febbraio 2013, 89/2013/R/gas, con le quali l'Autorità, a seguito della risoluzione, da parte del responsabile del bilanciamento, del contratto di trasporto con due utenti, è intervenuta in via d'urgenza disponendo misure tese a garantire il bilanciamento del gas naturale in relazione ai prelievi presso i punti di riconsegna delle imprese regionali di trasporto.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con la delibera 28 marzo 2013, 128/2013/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 2013 - 31 dicembre 2013. 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).

Con la delibera 1 agosto 2013, 353/2013/R/gas, l'Autorità ha anche introdotto disposizioni alle imprese di stoccaggio per l'aggiornamento dei volumi giornalieri effettivi massimi erogabili durante la fase di erogazione, sulla base dell'effettivo andamento dell'utilizzo degli stoccaggi. Tale intervento è volto a rendere disponibile agli utenti la massima flessibilità consentita nell'utilizzo del servizio di stoccaggio, nel rispetto sia dei vincoli di utilizzo posti dal Ministero dello sviluppo economico con il decreto 15 febbraio 2013, sia del mantenimento, sino al termine della fase di erogazione, delle prestazioni individuate dal medesimo decreto. Sulla materia dell'aggiornamento dei volumi giornalieri effettivi massimi erogabili, l'Autorità è successivamente intervenuta con la delibera 19 dicembre 2013, 625/2013/R/gas, dando indirizzi alla società Stogit ai fini della rimozione di alcuni vincoli posti, dalla medesima società, nella determinazione delle prestazioni di erogazione rese disponibili ai sensi della citata delibera 353/2013/R/gas; tali vincoli, infatti, non consentivano di rendere disponibile la massima prestazione aggiuntiva, così da massimizzare la flessibilità di utilizzo degli stoccaggi compatibile con l'esercizio in sicurezza del sistema.

In materia di accesso al servizio di stoccaggio, si segnala anche il parere 28 marzo 2013, 136/2013/I/gas, reso dall'Autorità al Ministero dello sviluppo economico relativamente all'aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio presentato da Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

Nel febbraio del 2014, con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2014-2015. Col precedente documento per la consultazione 6 febbraio 2014, 44/2014/R/gas, in anticipo rispetto alle disposizioni successivamente definite dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto 19 febbraio 2014, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando l'impianto generale dei servizi di stoccaggio definiti l'anno prima con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas, articolati nel servizio di punta e nel servizio uniforme.

Anche per l'anno termico 2014-2015, l'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas tra estate e inverno, i quali si pongono a livelli inferiori dei costi connessi all'acquisto di 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 questo quadro, e con l'obiettivo di valorizzare la "risorsa stoccaggio" nel suo complesso sulla base dell'evoluzione del mercato, la definizione delle procedure di asta è stata articolata, sin da subito, in una serie di aste consecutive per l'allocazione dei servizi di punta e uniforme mediante differenti procedure, da svolgersi su base mensile, ma da marzo a settembre 2014.

In particolare, 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 primo prodotto che preveda la disponibilità di capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale(;
- un secondo prodotto che preveda la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

Erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 502/2013/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni volte a consentire l'utilizzo più flessibile dei terminali di rigassificazione, che consentano agli utenti di modificare su base giornaliera i propri programmi di rigassificazione. A tal fine, la delibera ha previsto che le imprese di rigassificazione trasmettano, per la valutazione dell'Autorità, una proposta di aggiornamento dei propri Codici di rigassificazione che disciplini l'offerta e l'erogazione di un servizio di flessibilità ai propri utenti, che permetta di modificare il programma di rigassificazione su richiesta degli utenti, con tempistiche che siano anche compatibili con la negoziazione nell'ambito della sessione di mercato del giorno G-1.

La medesima delibera prevede che il servizio di flessibilità dei terminali di rigassificazione sia gestito per un periodo iniziale su base sperimentale e che, in esito a detta sperimentazione, possano essere precisate le condizioni tecniche-economiche del medesimo servizio.

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 che erogano 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 stessi.

Tra l'1 gennaio 2013 e il 31 gennaio 2014 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione precedentemente approvati, 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 28 marzo 2013, 137/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di trasporto in materia di allocazione giornaliera della capacità di trasporto presso i punti di entrata della Rete nazionale gasdotti;
- con la delibera 5 aprile 2013, 143/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas in materia di monitoraggio dell'esposizione nei confronti dell'utente del trasporto e del bilanciamento;
- con la delibera 20 giugno 2013, 268/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas in materia di procedure per la chiusura dei punti di riconsegna;
- con la delibera 25 luglio 2013, 335/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice della società Edison Stoccaggio, relativa alla gestione della garanzia nella forma del gas detenuto presso il proprio sistema di stoccaggio;
- con la delibera 353/2013/R/gas sono state recepite, nel Codice della società Stogit, le disposizioni delle delibere 75/2013/R/gas e 5 marzo 2013, 92/2013/R/gas che hanno dato attuazione alle norme di due decreti del Ministro dello sviluppo economico del 15 febbraio 2013, in materia di modulazione dello stoccaggio e di organizzazione delle procedure d'asta per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014;
- con la delibera 14 novembre 2013 è stato approvato, con modifiche, il Codice di trasporto di Snam Rete Gas nella parte che recepisce la delibera 446/2013/R/gas in materia di definizione del prezzo di sbilanciamento e dei criteri di attivazione del mercato di bilanciamento del giorno G-1;
- in coerenza con la predetta disposizione, è stata aggiornata anche la convenzione che regola i rapporti tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME); l'aggiornamento è stato approvato con la delibera 4 novembre 2013, 501/2013/R/gas;
- con la delibera 5 dicembre 2013, 556/2013/R/gas, sono stati approvati i Codici di trasporto, stoccaggio e rigassificazione funzionali al definitivo recepimento della delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas, che ha modificato i criteri di accesso alla rete di trasporto per gli utenti delle imprese di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, si segnalano le seguenti delibere:

- 8 ottobre 2013, 439/2013/I/gas, con la quale l'Autorità ha espresso il proprio parere al Ministro dello sviluppo economico in relazione alle unità termoelettirche alimentate da combustibili diversi dal gas naturale da mantenere disponibili, ai sensi dell'art. 38-*bis*, comma 1, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, per essere attivate in caso di emergenze che si possano verificare nel sistema del gas naturale nell'anno termico 2013-2014;
- 24 ottobre 2013, 471/2013/R/gas, con la quale l'Autorità ha dato attuazione, per quanto di competenza, alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico, relative alla

gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, di quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili, nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*", per fronteggiare eventuali situazioni di emergenza del sistema del gas;

- 19 dicembre 2013, 620/2013/R/gas, con la quale l'Autorità ha definito le modalità per la raccolta degli importi necessari al riconoscimento dei costi sostenuti, per l'anno termico 2012-2013, per gli impianti termoelettrici essenziali per la sicurezza del sistema del gas.

Si rileva infine che l'Autorità fa parte del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, istituito dal Ministro delle attività produttive, ora Ministero dello sviluppo economico, con decreto 26 settembre 2001. Il Comitato svolge una funzione consultiva per il ministero in merito alle gestioni delle emergenze e al funzionamento del sistema del gas naturale. È composto, oltre che da rappresentanti del ministero e dell'Autorità, anche da rappresentanti degli operatori delle infrastrutture di trasporto di interesse nazionale, di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale e da rappresentanti dell'operatore della rete elettrica nazionale.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe di trasporto

Con la delibera 45/2013/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017.

Con il documento per la consultazione 18 aprile 2013, 164/2013/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti sui criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, con particolare riferimento agli aspetti inerenti alla determinazione del ricavo riconosciuto.

Con il documento per la consultazione 25 luglio 2013, 330/2013/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti sui criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, con particolare riferimento agli aspetti inerenti alla struttura e all'articolazione tariffaria.

Con la delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, sono stati definiti i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 6,3% reale pre-tasse, soggetto a revisione biennale con riferimento al valore del tasso *risk-free*;
- introdurre una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, al fine di compensare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- prevedere l'introduzione di incentivi *output based*, secondo modalità da definire in dettaglio nel corso del periodo di regolazione, al fine di assicurare una maggiore selettività nell'incentivazione degli investimenti;
- prevedere che la quota di ricavi relativa agli ammortamenti sia calcolata sottraendo dall'attivo immobilizzato lordo eventuali contributi in conto capitale, riconosciuti da soggetti pubblici o privati;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti il criterio di ripartizione simmetrica, a fine periodo, dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione, riconoscendo alle imprese il 50% di tali maggiori recuperi nel primo anno del nuovo periodo regolatorio;
- nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obbiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, determinare il costo operativo riconosciuto sulla base di una media tra il costo operativo effettivo e il costo operativo riconosciuto nell'anno di riferimento;
- definire il livello ammesso delle perdite di rete sulla base

di specifici fattori di emissione per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, al fine di fornire incentivi al contenimento delle medesime;
- introdurre un sistema di monitoraggio della spesa sostenuta per gli investimenti di trasporto al fine di disporre di informazioni necessarie all'avvio, a partire dal prossimo periodo di regolazione, di un meccanismo di riconoscimento dei nuovi investimenti basato su costi standard;
- introdurre un meccanismo di perequazione dei ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile;
- eliminare le riduzioni del corrispettivo regionale nel caso di prelievi fuori punta e di avvio di nuovi punti di riconsegna;
- prevedere una graduale eliminazione degli sconti applicati sul corrispettivo di trasporto regionale per i punti di riconsegna localizzati entro 15 km dalla Rete nazionale; in particolare prevedere, a decorrere dall'anno 2014, l'applicazione di un corrispettivo minimo a prescindere dalla distanza del punto di riconsegna.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre:

- avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di incentivazione dei nuovi investimenti, al fine di applicare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti in nuove infrastrutture;
- avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contenimento delle perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto, al fine di assicurare una corretta manutenzione e gestione degli impianti nella titolarità delle imprese di distribuzione e dei clienti finali allacciati alla rete di trasporto.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 514/2013/R/gas, con la delibera 19 dicembre 2013, 603/2013/R/gas, l'Autorità ha provveduto all'approvazione delle proposte tariffarie e dei corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2014.

Accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasporto gas

Con la delibera 5 luglio 2012, 279/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di interventi di sviluppo della Rete nazionale gasdotti, formulate dalle società Snam Rete Gas e S.G.I., da sottoporre al meccanismo di incentivazione dell'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, definito con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11, e ha fissato gli obiettivi intermedi (*milestone*) di detti interventi per gli anni 2012 e 2013 (periodo sperimentale).

Con la delibera 4 luglio 2013, 291/2013/R/gas, l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli interventi di sviluppo della Rete nazionale gasdotti relativi all'anno 2012, disponendo il riconoscimento dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti, con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2012, alle società Snam Rete Gas e S.G.I., a valere sulle tariffe di trasporto per l'anno 2014.

GNL

Con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità, con il documento per la consultazione 19 aprile 2012, 150/2012/R/gas, ha presentato i propri orientamenti in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione (2012-2016), sottoponendo il procedimento all'applicazione della metodologia di AIR.

Con la delibera 22 maggio 2013, 224/2013/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione dal regime di accesso di terzi, relativa a terminali di GNL.

Con la delibera 7 giugno 2012, 237/2012/R/gas, l'Autorità ha esteso la validità dei criteri tariffari per la determinazione delle tariffe di rigassificazione del GNL, di cui alla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, al periodo 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013, al fine di gestire un ordinato processo di transizione dall'anno termico all'anno solare e di assicurare la coerenza delle scelte regolatorie per il servizio di rigassificazione con l'evoluzione del regime regolatorio di riferimento per il sistema nazionale del gas.

In data 30 maggio 2013, è stato pubblicato il documento per la consultazione 237/2013/R/gas, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in merito ai criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione. Dando

seguito al procedimento avviato con la delibera 224/2013/R/gas, l'Autorità, nell'ambito del documento 237/2013/R/gas, ha altresì sottoposto a consultazione i propri orientamenti in relazione alla tematica di rinuncia o revoca dell'esenzione dal regime di accesso di terzi, relativa a terminali di GNL.

Con la delibera 272/2013/R/gas, l'Autorità ha disciplinato i criteri di regolazione tariffaria e di accesso relativi al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di GNL, prevedendo che:

- la titolarità del diritto all'applicazione del fattore di garanzia dei terminali di rigassificazione, nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, sia riconosciuta a condizione che il terminale sia stato individuato in esito alla procedura per la selezione delle infrastrutture strategiche, di cui al decreto legislativo n. 93/11;
- nelle more della definizione del nuovo assetto introdotto dal decreto legislativo n. 93/11, di cui al precedente alinea, l'applicazione del fattore di garanzia sia subordinata al pronunciamento da parte del Ministro dello sviluppo economico, nel decreto di revoca o accettazione della rinuncia al regime di esenzione, in merito alle caratteristiche di infrastruttura essenziale e indispensabile, al fine di garantire adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia;
- nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, ai fini dell'applicazione del fattore di garanzia, dai ricavi riconosciuti vengano esclusi gli incentivi tariffari riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti.

Con la delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione (2014-2017). In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,3% reale pre-tasse, soggetto a revisione biennale con riferimento al valore del tasso *risk-free*;
- introdurre una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, al fine di compensare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- prevedere che, in caso di terminali galleggianti non permanentemente ancorati al fondo marino, le condizioni di applicazione della disciplina tariffaria siano definite con riferimento alle caratteristiche del servizio offerto; e che a tal fine i terminali di rigassificazione debbano essere in grado di immettere gas nella Rete nazionale gasdotti per almeno 320 giorni all'anno;
- prevedere l'introduzione di incentivi *output based* nel corso del periodo di regolazione, al fine di assicurare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti;
- confermare l'applicazione di un meccanismo di copertura dei ricavi mantenendo, per i terminali entrati in esercizio entro il terzo periodo di regolazione (qualora soddisfino i requisiti per beneficiarne), il medesimo livello di copertura dei ricavi adottato nel predetto periodo, prevedendo, tuttavia, l'applicazione selettiva dell'istituto ai nuovi terminali soltanto nel caso in cui i medesimi siano considerati strategici per il sistema;
- prevedere che, per i nuovi terminali che saranno dichiarati strategici, il livello di copertura dei ricavi sia differenziato, caso per caso, e comunque entro livelli minimi e massimi prestabiliti, tenuto conto della rischiosità e del contributo dell'iniziativa alla promozione della competitività nel mercato del gas naturale; in più, che sia a tal fine opportuno, in coerenza con le esigenze di partecipazione dei soggetti interessati, rinviare a successivo provvedimento la definizione dei predetti criteri e livelli;
- confermare le disposizioni in merito ai criteri tariffari e al fattore di copertura dei ricavi per i casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, adottate con la delibera 272/2013/R/gas;
- prevedere che il livello di copertura dei ricavi possa essere rivisto nel caso in cui l'infrastruttura, per cause da accertare caso per caso, non sia in grado di erogare il servizio nel periodo di punta stagionale o in condizioni di criticità del sistema;
- in merito al riconoscimento dei costi di ripristino, prevedere che il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo sia accantonato in un apposito fondo presso la CCSE, messo a disposizione delle imprese di rigassificazione solo in seguito alla realizzazione degli interventi di ripristino;
- in merito alla struttura tariffaria, attribuire la totalità dei costi alla componente *capacity*, e prevedere la soppressione del corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento (Cna);

- determinare la tariffa sulla base della capacità tecnica del terminale, senza prevedere alcun fattore di carico.

Con la delibera 12 dicembre 2013, 575/2013/R/gas, l'Autorità ha determinato in via cautelare e provvisoria la tariffa d'ufficio per il servizio di rigassificazione, relativa al periodo transitorio ottobre 2012 - dicembre 2013, per la società OLT Offshore LNG Toscana, disponendo un supplemento di istruttoria al fine di approfondire e valutare gli elementi prodotti dalla società.
L'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della delibera 438/2013/R/gas, con la delibera 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas:

- ha approvato le proposte tariffarie per il corrispettivo transitorio di misura CM^6 per l'anno 2014, presentate dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- ha approvato la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno 2014, presentata dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- ha determinato d'ufficio la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio per l'anno 2014 per la società Terminale GNL Adriatico;
- ha determinato d'ufficio sia il corrispettivo transitorio di misura CM^6, per l'anno 2014, per la società OLT Offshore LNG Toscana, sia, in via cautelare e provvisoria, la tariffa per il servizio di rigassificazione e per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio per la medesima società.

Con la delibera 438/2013/R/gas, l'Autorità, in sede di definizione dei criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione, ha rimandato l'introduzione di una tariffa costante nel tempo all'anno 2015, al fine di svolgere ulteriori analisi e valutazioni, eventualmente anche in seguito a una specifica consultazione. In data 27 febbraio 2014, è stato diffuso il documento per la consultazione 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.

Stoccaggio

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato:

- i corrispettivi d'impresa e i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio del gas e per l'attività di misura svolta dalle imprese di stoccaggio, relativi all'anno 2014, ivi incluse le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché di maggiorazione dei corrispettivi di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione;
- i corrispettivi unitari di accesso e di utilizzo della capacità realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché i corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, di cui alla delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre determinato il valore del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, relativo all'anno 2014, e le percentuali di ripartizione tra le Regioni dell'importo complessivo del contributo compensativo, relativo all'anno 2013.
Con la delibera 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il quarto periodo di regolazione.

Tariffe per il servizio di distribuzione

La delibera 24 gennaio 2013, 14/2013/E/gas, ha disposto l'avvio di un'Indagine conoscitiva sui dati trasmessi dalle imprese distributrici all'Autorità, relativi agli investimenti effettuati nel triennio 2009-2011. Tale Indagine è volta sia ad acquisire elementi informativi utili per accertare la veridicità dei dati trasmessi, tramite confronto tra i dati riportati nei questionari tariffari e i dati riportati nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese, sia ad accertare la corretta allocazione dei costi capitalizzati tra le differenti tipologie previste dalla regolazione tariffaria, in particolare la corretta allocazione dei costi alle tipologie di cespite per le quali è previsto il riconoscimento di una maggiore remunerazione del capitale investito.
Con la delibera 25 luglio 2013, 328/2013/R/gas, sono state rideter-

minate le tariffe di riferimento e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura per gli anni dal 2009 al 2013, a seguito dell'accoglimento di istanze di rettifica a valle degli approfondimenti relativi all'Indagine conoscitiva, avviata con la delibera 14/2013/E/gas, e di altre istanze di rettifica e integrazione di dati. Le tariffe relative al 2013 sono state rideterminate anche a seguito della fissazione del valore del tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Con la delibera 7 novembre 2013, 496/2013/E/gas, è stata chiusa parzialmente, per le imprese che hanno fornito risposte esaustive alle richieste di chiarimento, l'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 14/2013/E/gas, relativa ai dati di investimento, fisici ed economici, trasmessi all'Autorità ai fini della regolazione tariffaria e della qualità del servizio nel triennio 2009-2011. La delibera ha prorogato al 30 giugno 2014 il termine di conclusione dell'Indagine per le altre imprese coinvolte, in relazione alle quali è necessario svolgere ulteriori approfondimenti sui dati dichiarati

Nel corso del 2013 è proseguito il processo di consultazione finalizzato alla definizione della regolazione tariffaria per il quarto periodo di regolazione, facendo seguito all'emanazione del documento per la consultazione 341/2012/R/gas nel quale l'Autorità ha precisato il quadro generale e illustrato le principali linee di intervento.

In particolare, nel documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 56/2013/R/gas, sono state analizzate le tematiche relative alla definizione del costo riconosciuto per il quarto periodo di regolazione. Nel dettaglio, l'Autorità ha espresso l'orientamento di:

- estendere, nell'ottica di contenimento del rischio regolatorio, da quattro a sei anni la durata del periodo di regolazione e introdurre contestualmente meccanismi di revisione *infra* periodo con riferimento all'*X-factor* e ad alcuni parametri per il calcolo del WACC;
- definire sia i costi operativi riconosciuti per impresa, sia i costi riconosciuti per ambito, differenziati in funzione della densità di clientela all'interno dell'ambito;
- per la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate, in alternativa alla previsione di corrispettivi unici a livello nazionale, definire corrispettivi differenziati per classe dimensionale limitatamente alle vecchie concessioni comunali o sovracomunali e/o alle nuove gestioni, a seguito dello svolgimento delle nuove gare;
- con riferimento ai cespiti di località, mantenere il criterio di valutazione del costo storico rivalutato;
- avviare uno specifico procedimento che unifichi, per tutti i servizi regolati dall'Autorità, modalità e tempistiche di determinazione dei parametri del WACC non specifici di settore, in attesa del quale è stata prospettata l'applicazione di criteri sostanzialmente analoghi a quelli impiegati nei precedenti periodi regolatori;
- in relazione alla valutazione dei nuovi investimenti, valutare la possibilità di applicare criteri misti standard-consuntivo, distinguendo gli investimenti in funzione della loro finalità e di *driver* differenziati per tipologia di cespite.

Nel documento sono inoltre state proposte diverse opzioni con riferimento al trattamento dei contributi pubblici e privati, prevedendo che in caso di degrado gli ammortamenti vengano ridotti in funzione della relativa quota di degrado.

L'Autorità, infine, ha proposto sia misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare, sia disposizioni tese a favorire ulteriori aggregazioni di ambiti territoriali minimi.

Nel successivo documento per la consultazione 13 giugno 2013, 257/2013/R/gas, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione dei sistemi tariffari per i servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione. In particolare, nel documento sono stati analizzati aspetti relativi alla struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento, ai meccanismi di perequazione e alla riforma dei contributi di connessione.

Nel documento l'Autorità ha indicato l'orientamento di confermare l'impostazione del sistema tariffario in vigore nel terzo periodo di regolazione, fondato sulla determinazione di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto, e di una tariffa obbligatoria, applicata agli utenti della rete, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi.

Per quanto riguarda la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, mentre in relazione alle componenti a copertura dei costi di capitale l'Autorità ha proposto di confermare l'attuale struttura monomia, rispetto alla componente a copertura dei costi operativi l'Autorità ha sottoposto a valutazione AIR alcune ipotesi alternative di modifica dell'attuale struttura monomia con una struttura bino-

mia, nell'ottica di incrementare la *cost reflectivity*. In particolare, è stata prevista l'introduzione, accanto a una componente fissa espressa in €/punto di riconsegna, di una componente variabile espressa in €/unità di volume distribuito - S(m^3) -, con allocazione sulla quota variabile del 5% o del 10% dei costi operativi.

Con riferimento alla tariffa obbligatoria, nel documento:

- è stata proposta una revisione dei criteri di allocazione dei costi per la determinazione delle componenti relative al servizio di distribuzione, nell'ottica di incrementarne il grado di *cost-reflectivity*, valutando diverse opzioni sulla base della metodologia AIR;
- è stato espresso l'orientamento di introdurre una differenziazione della tariffa relativa al servizio di misura, anche in funzione della classe del gruppo di misura, definendo tre raggruppamenti coerenti con quelli ipotizzati con riferimento al servizio di distribuzione;
- è stato proposto di rivedere l'impostazione del perimetro di applicazione delle tariffe, confrontando diverse opzioni di regolazione sulla base della metodologia AIR;
- in relazione alle modalità di riconoscimento della differenza tra il Valore industriale di rimborso (VIR) e il capitale investito regolatorio (RAB), è stata valutata la possibilità di introdurre una specifica componente tariffaria da applicare a livello di singolo comune, al fine di evitare forme di sussidiazione territoriale intercomunale e di favorire la massima responsabilizzazione, degli enti locali concedenti, nella vigilanza sulla determinazione del valore di rimborso;
- nell'ottica di aumentare la stabilità delle determinazioni tariffarie, è stata valutata l'ipotesi di modificare i criteri di aggiornamento della tariffa, prevedendo che nel fissare i valori delle quote variabili si stimino i volumi distribuiti nell'anno *t*, sulla base delle medie annue di consumo destagionalizzate e dei trend attesi relativi al numero di punti di riconsegna serviti nell'anno *t*.

Nel documento l'Autorità ha inoltre espresso l'orientamento di far rientrare nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo eventualmente un limite inferiore in termini di punti di riconsegna serviti, e di definire ambiti tariffari coincidenti con gli ambiti di concessione.

In una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione per la distribuzione di gas diversi dal naturale, l'Autorità ha proposto di ristabilire, durante il periodo di avviamento, il principio della libertà tariffaria.

Gli orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione sono stati illustrati nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 359/2013/R/gas.

Con la delibera 573/2013/R/gas, è stata definita la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2014-2019 con riferimento alle concessioni comunali o sovracomunali, rinviando a un successivo provvedimento l'adozione di disposizioni in materia di regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito.

Con riferimento alla durata del periodo regolatorio, è stato confermato l'orientamento espresso nella consultazione di definire un periodo regolatorio della durata di sei anni, prevedendo, accanto a una revisione triennale degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività, una revisione biennale del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF) e del valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$.

In tema di differenziazione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, è stata prevista la definizione di corrispettivi differenziati in funzione delle caratteristiche della singola impresa distributrice (dimensione e densità di clientela servita) per le "vecchie" gestioni comunali.

Il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è stato fissato:

- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale fino a 50.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 1,7%.

L'*X-factor* per l'aggiornamento dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi all'attività di misura e all'attività di commercializzazione è stato fissato pari a zero fino all'anno 2016.

In relazione al trattamento delle immobilizzazioni nette centralizzate, sono stati definiti corrispettivi unici a livello nazionale a copertura dei

costi relativi a immobili e fabbricati industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali, ed è stato previsto che nei primi due anni del quarto periodo regolatorio trovino riconoscimento tariffario i costi di telelettura/telegestione e i costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese, indipendentemente dal fatto che queste abbiano adottato una scelta di tipo *make* o di tipo *buy*.

Con riferimento alla determinazione del livello del capitale investito di località, è stato confermato, per il primo triennio del periodo di regolazione, il criterio generale di valutazione del capitale investito di località basato sul metodo del costo storico rivalutato. Con la delibera è stato avviato uno specifico procedimento volto a valutare l'ipotesi di modificare i criteri di valutazione dei nuovi investimenti a partire dall'anno 2017, stabilendo che in tale procedimento sia analizzata l'ipotesi di introdurre metodologie di valutazione a costi standard per i nuovi investimenti, ai fini dell'aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni di località.

La delibera ha previsto, limitatamente agli investimenti effettuati nel biennio 2014-2015, che il riconoscimento dei costi per i misuratori installati di classe inferiore o uguale a G6, conformi alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, sia effettuato sulla base del costo effettivo sostenuto, fino a un massimo del 150% del costo standard previsto.

La regolazione tariffaria prevede il degrado dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012, mentre in relazione allo stock di contributi, esistente al 31 dicembre 2011, è stata data la possibilità alle imprese distributrici di scegliere tra due modalità alternative di trattamento dei contributi, che prevedono, rispettivamente, una continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione e un degrado graduale dei contributi.

Con la determina 23 gennaio 2014, 1/2014 - DIUC, del Direttore della Direzione infrastrutture, *unbundling* e certificazione, è stata prevista l'attivazione di una specifica raccolta dati on line, al fine di consentire alle imprese distributrici di comunicare la loro scelta tra le due modalità di trattamento dei contributi previsti dalla delibera 573/2013/R/gas.

Il tasso di remunerazione del capitale investito è stato fissato pari al 6,9% per il servizio di distribuzione e al 7,2% per il servizio di misura, con riferimento al biennio 2014-2015. Sono stati previsti due aggiornamenti dei tassi di remunerazione, rispettivamente al 30 novembre 2015, ai fini dell'applicazione nel biennio 2016-2017, e al 30 novembre 2017, ai fini dell'applicazione nel biennio 2018-2019, in relazione all'aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Con riferimento alla tariffa obbligatoria sono stati confermati i sei ambiti tariffari rilevanti per la determinazione della tariffa, definiti nel terzo periodo di regolazione, in ragione delle esigenze di semplicità amministrativa e promozione della concorrenza nel segmento della vendita. Con decorrenza dal 2014 si è proceduto a una rimodulazione dell'articolazione tariffaria di riferimento prevista nel precedente periodo regolatorio, prioritariamente finalizzata a operare una riduzione dei corrispettivi unitari relativi agli scaglioni per consumi annui superiori a 200.000 S(m^3). Con decorrenza dall'anno 2015, è invece stata prevista una modulazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria a copertura dei costi dell'attività di distribuzione/gestione delle infrastrutture di rete e del servizio di misura, basata su tre raggruppamenti per classi del gruppo di misura installato.

In relazione ai gas diversi dal naturale, è stato previsto di far rientrare nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo un limite inferiore di 300 punti di riconsegna serviti, ed è stato introdotto, in una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione, il principio della libertà tariffaria durante il periodo di avviamento.

Con la delibera 27 dicembre 2013, 633/2013/R/gas, sono stati approvati le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2014, nonché le opzioni gas diversi per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale per l'anno 2014, in applicazione delle disposizioni contenute nella delibera 573/2013/R/gas.

Il comma 3.2 dell'Allegato A alla delibera 573/2013/R/gas prevede, entro il 31 marzo 2014, la pubblicazione in via provvisoria delle tariffe di riferimento per l'anno 2014, calcolate sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2013. La pubblicazione in via definitiva delle tariffe di riferimento, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi, è prevista entro il 15 dicembre 2014.

Il documento per la consultazione 13 febbraio 2014, 53/2014/R/gas, ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità con riferimento alla regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito.

In tema di costi unitari riconosciuti a copertura dell'attività di distribuzione/gestione delle infrastrutture di rete, sono state analizzate tre diverse opzioni di regolazione sulla base della metodologia AIR. La prima prevede che nei primi tre anni del periodo di concessione i corrispettivi siano calcolati come media dei valori unitari applicati alle "vecchie" gestioni comunali, riferiti alle imprese di dimensione media e grande appartenenti alla classe di densità corrispondente, ponendo

nel medesimo periodo l'*X-factor* pari a zero. La seconda opzione prevede regole diversificate per gli ambiti di concessione con un numero di punti di riconsegna superiore a 300.000, nel qual caso i corrispettivi sono fissati pari a quelli applicati alle imprese di dimensione grande, per la classe di densità corrispondente. La terza opzione prevede che per gli ambiti di concessione con un numero di punti di riconsegna inferiore a 100.000, in caso di aggiudicazione della gara da parte di un soggetto piccolo, i corrispettivi siano calcolati come media dei valori unitari applicati alle "vecchie" gestioni comunali, riferiti alle imprese di dimensione grande, media e piccola, appartenenti alla classe di densità corrispondente.

Inoltre, nel documento l'Autorità ha espresso l'orientamento di:

- prevedere che i costi relativi alla corresponsione del corrispettivo *una tantum*, di cui all'art. 8, comma 1, del decreto 12 novembre 2011, n. 226, trovino copertura in tariffa per la durata del periodo di concessione, come quota annua di ammortamento dell'onere sostenuto;
- fissare il livello iniziale del capitale investito di località, con riferimento al primo anno dell'affidamento, sulla base del VIR per i cespiti che il gestore entrante ha acquisito dal gestore uscente, e in continuità di valori con il periodo precedente, sulla base della RAB esistente, per i casi in cui il gestore entrante e il gestore uscente coincidano, limitatamente alla porzione di rete che era già di proprietà del gestore entrante prima del nuovo affidamento;
- in tema di stratificazione del VIR, prevedere che, laddove disponibili in modo completo, siano utilizzate le stratificazioni puntuali desumibili dalle perizie di stime e dagli stati di consistenza, e che solo in assenza di tali informazioni puntuali potrebbe trovare applicazione una stratificazione standard definita dall'Autorità, differenziata in funzione dell'anno di prima fornitura delle singole località servite;
- prevedere che, a seguito dell'assegnazione delle nuove concessioni per lo svolgimento del servizio per ambito, con riferimento allo stock di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, debba in ogni caso trovare applicazione l'opzione di degrado dei contributi, come identificata nell'art. 2, comma 2, lettera b), della delibera 573/2013/R/gas;
- dar corso all'allungamento delle vite utili regolatorie, in coerenza rispetto a quelle definite nel decreto n. 226/11 in coincidenza con l'assegnazione delle concessioni per ambito tramite gara.

Nel documento è stato illustrato l'approccio che l'Autorità intende adottare al fine di trattare situazioni marginali con livelli di RAB fortemente disallineati dalle medie di settore. In particolare, l'Autorità ha espresso l'orientamento di utilizzare un approccio di tipo parametrico, al fine di limitare spazi di discrezionalità e/o di arbitrarietà. Dalle analisi svolte è risultato che i valori delle immobilizzazioni lorde rivalutate per metro di condotta risultano correlati in modo significativo con la densità (utenti per metro di condotta) e con l'altitudine delle località servite. Su queste basi è stato quindi definito un modello econometrico che consente di prevedere il valore dell'immobilizzato lordo per metro di rete sulla base del valore assunto da tali variabili in ciascuna località. L'Autorità ha ipotizzato di introdurre un meccanismo mirato alle località per le quali il valore effettivo dell'immobilizzato lordo per metro di rete risulti inferiore alla metà del valore previsto sulla base del modello. Con riferimento a tali località, l'Autorità ha ipotizzato di determinare il valore delle immobilizzazioni lorde per metro di rete in modo tale che questo sia pari alla metà del valore previsto sulla base del modello.

In relazione al riconoscimento in tariffa della differenza VIR-RAB, l'Autorità ha ritenuto preferibile l'introduzione di specifiche componenti tariffarie ad applicazione locale o d'ambito. L'Autorità ha, inoltre, espresso l'orientamento di prevedere la definizione della componente ST, relativa allo sconto tariffario di gara, a livello di ambiti tariffari.

L'Autorità ha, infine, confermato la propria impostazione iniziale in merito alle misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare d'ambito, ritenendo che gli incentivi debbano essere riconosciuti solo se alla base ci sono fondate analisi costi-benefici che garantiscano vantaggi ai clienti, rispetto alla prosecuzione della gestione del servizio secondo le "vecchie" concessioni comunali nelle *enclave*.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

Con la delibera 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas, l'Autorità ha individuato le modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto n. 226/11. A questo scopo, è stata prevista la predisposizione di uno schema di nota giustificativa che dovrà essere utilizzato dalle stazioni appaltanti, ed è stato individuato l'ambito delle verifiche che l'Autorità intende effettuare al fine della formulazione delle eventuali osservazioni da trasmettere alla stazione appaltante. Infine, è stato previsto che i dati tariffari, rilevanti per lo svolgimento delle gare, siano resi disponibili alle stazioni appaltanti mediante pub-

blicazione sul sito internet dell'Autorità.

La delibera 30 maggio 2013, 230/2013/R/gas, ha integrato i criteri definiti dalla delibera 11 ottobre 2012, 407/2012/R/gas, per la determinazione del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in attuazione delle disposizioni dell'art. 8, comma 1, del decreto n. 226/11.

Nel mese di marzo 2014 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, attuativi delle disposizioni previste in materia di affidamento delle concessioni per il servizio di concessione dall'art. 4, comma 5, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, come convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In tale procedimento confluiscono le attività connesse con l'attuazione delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 16, e all'art. 1, comma 16-*quater*, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, sono stati aggiornati gli obblighi di installazione e messa in servizio degli *smart meter* gas. Per i gruppi di misura di classe G4 e G6 sono stati introdotti obblighi differenziati in funzione della dimensione delle imprese distributrici. Le imprese con più di 200.000 clienti finali hanno l'obbligo di:

- installare il 3% di *smart meter* (rispetto ai punti di riconsegna attivi) entro il 31 dicembre 2014;
- mettere in servizio il 3% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015;
- installare il 10% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015;
- mettere in servizio il 60% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2018.

Le imprese con più di 100.000 clienti finali hanno l'obbligo di installare il 3% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015.

È stata fatta salva la facoltà di installare gruppi di misura di classe G4 e G6 di tipo tradizionale, ma solamente sino al 31 dicembre 2014. Successivamente a tale data, i gruppi di misura installati dovranno essere esclusivamente di tipo *smart*.

Per quanto riguarda la messa a disposizione dei clienti finali dei dati di prelievo, in attesa del recepimento da parte dell'ordinamento italiano della direttiva 2012/27/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012:

- è stata rimossa la previgente differenziazione in funzione della classe dello *smart meter*;
- la messa a disposizione dei dati di consumo può essere effettuata sia tramite internet (secondo le più comuni e diffuse tecnologie), sia tramite interfaccia dello *smart meter*, non necessariamente in tempo reale;
- sono fatti salvi i costi approvati dall'Autorità nei casi di interfaccia dello *smart meter* coincidente con l'uscita emettitore di impulsi.

Sperimentazione in progetti pilota smart metering multiservizio

Nel documento per la consultazione 15 novembre 2012, 478/2012/R/gas (vedi la *Relazione Annuale* 2013), l'Autorità aveva espresso l'intenzione di avviare una sperimentazione volta a condividere l'utilizzo dell'infrastruttura di comunicazione relativa allo *smart metering* del gas naturale tra diversi servizi di pubblica utilità (telegestione multiservizio), in considerazione dei potenziali benefici di efficienza economica e di natura sociale che tali innovativi modelli di implementazione possono recare, a condizione che tale sperimentazione consenta di acquisire informazioni utili ai futuri sviluppi di erogazione dei servizi, anche non regolati dall'Autorità, e dei connessi meccanismi di regolazione.

A seguito di tale consultazione, con la delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas, l'Autorità ha definito gli obiettivi e i criteri della sperimentazione di telegestione multiservizio, nonché i requisiti di ammissione dei progetti che possono richiedere l'agevolazione tariffaria prevista per tale sperimentazione. Anche in relazione alle scelte compiute per lo *smart metering* gas (si veda sopra il paragrafo dedicato), l'Autorità ha ritenuto opportuno indirizzare le sperimentazioni multiservizio verso gli aspetti più innovativi. In tale prospettiva, l'ammissione dei progetti di *smart metering* multiservizio è stata condizionata all'adozione di uno dei modelli con c.d. "operatore terzo" dedicato agli aspetti di raccolta e trasmissione dei dati di lettura e di telegestione, presentati nel documento per la consultazione 478/2012/R/gas, dal momento che tali modelli sono i più promettenti rispetto alle piattaforme multiservizio, in relazione soprattutto alle questioni di acquisizione e scambio dei dati che, specie per i settori liberalizzati, presentano aspetti di delicatezza non solo per la sicurezza e l'integrità

dei dati, ma anche per la riservatezza ai fini della competizione *retail*. Con la delibera 393/2013/R/gas, l'Autorità ha provveduto a:

- definire i requisiti minimi, i tempi e le modalità di presentazione delle istanze per l'ammissione al trattamento incentivante dei progetti pilota;
- definire i criteri e i punteggi da assegnare a ciascun criterio per la selezione dei progetti pilota da ammettere al trattamento incentivante; in particolare, il punteggio è collegato alla varietà dei servizi interessati e alla numerosità di punti, entro un minimo di 2.500 punti e un massimo di 20.000 punti telegestiti complessivi, di cui almeno il 30% relativi al gas e il 60% complessivamente ai servizi regolati dall'Autorità;
- prevedere una clausola in base alla quale i proponenti devono presentare una valutazione di impatto del progetto in relazione alle gare per i nuovi ambiti; l'Autorità si riserva di non ammettere i progetti per i quali la sperimentazione possa costituire un ostacolo alla regolare conduzione delle gare;
- definire le modalità di contribuzione ai costi delle sperimentazioni, in coerenza con quanto parallelamente disposto per le prime installazioni sistematiche di *smart meter* gas; le agevolazioni previste per i progetti pilota multiservizio verranno poste a valere sulla tariffa di distribuzione gas.

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Esenzione TAP

Il gasdotto TAP rappresenta per l'Italia un'importante opportunità per la sicurezza degli approvvigionamenti, per la diversificazione delle fonti e per un ulteriore sviluppo della concorrenza, contribuendo all'affermazione del nostro Paese come un *hub* del gas.

Inoltre, il nuovo collegamento con la Grecia e l'Albania, e quindi con i Balcani, aprirà l'accesso a mercati nuovi ed emergenti, attraverso la possibilità di movimentare gas, tramite prenotazioni di capacità, anche in controflusso.

L'Autorità, alla fine di febbraio 2013, congiuntamente al regolatore greco (RAE) e albanese (ERE), ha formulato un parere favorevole preliminare alla richiesta di esenzione presentata dalla società TAP AG. L'esenzione è relativa all'accesso dei terzi e ad altre previsioni della direttiva gas del Terzo pacchetto in tema di tariffe e *unbundling* (delibera 28 febbraio 2013, 78/2013/R/gas). Il parere è stato raggiunto in esito alle attività dei regolatori e a valle dei risultati del *market test*, come previsto dalla direttiva comunitaria 2009/73/CE. La procedura di *market test* era finalizzata ad acquisire l'interesse di potenziali utilizzatori dell'infrastruttura, istituzioni e gestori di rete, verso l'allocazione della relativa capacità di trasporto; ha rappresentato il primo caso di applicazione delle previsioni della direttiva a un gasdotto.

Con decreto del 13 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha adottato il provvedimento di esenzione che richiama integralmente la *Joint Opinion*, aggiungendo un'ulteriore prescrizione relativa alle misure di promozione della concorrenza applicabili in Italia. In data 16 maggio 2013, la Commissione europea, ai sensi dell'art. 36.9 della citata direttiva, ha assunto la decisione in merito all'esenzione notificata.

All'inizio del mese di giugno l'Autorità, congiuntamente al regolatore greco (RAE) e albanese (ERE), ha quindi adottato la delibera 6 giugno 2013, 249/2013/R/gas, di recepimento delle integrazioni richieste

dalla Commissione europea e dall'*Energy Community* in merito all'*Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption application*, adottata con la delibera 78/2013/R/gas (*Final Joint Opinion*).

Con decreto 25 giugno 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha recepito le integrazioni delle richieste della Commissione europea, relativamente alla concessione dell'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi a favore di TAP AG.

Nella *Final Joint Opinion* l'accettazione della richiesta di esenzione della società TAP AG è stata subordinata a una serie di condizioni, secondo le seguenti linee:

- il *business case* di TAP AG per il trasporto dei volumi di gas disponibili dal giacimento di Shah Deniz II verso il Sud-Est Europa e l'Italia è stato accolto, ma a condizione che venga garantito contemporaneamente l'accesso a tutti i futuri acquirenti di tali volumi di gas secondo gli stessi termini e le stesse condizioni;
- la capacità massima per il trasporto di gas attraverso il gasdotto TAP sarà sviluppata seguendo un approccio di mercato in base alle *best practices* in Europa;
- i mercati del gas nell'Europa sudorientale avranno accesso diretto a forniture di gas anche dall'Italia, attraverso Grecia e Albania;
- l'interoperabilità del gasdotto TAP alle infrastrutture gas esistenti e future in Italia, Albania e Grecia è garantita attraverso lo sviluppo di nuovi punti di entrata e di uscita, seguendo le esigenze dei tre Paesi;
- la società TAP AG opererà come un gestore di sistema indipendente per l'intero periodo della deroga;
- misure proconcorrenziali impediscono lo sviluppo e il rafforzamento delle posizioni di mercato dominanti in tutti e tre i Paesi.

Nel settembre 2013 l'Autorità ha precisato la definizione di Shah Deniz Gas di cui alla *Final Joint Opinion*, in modo da consentire alla società TAP AG di trasportare il gas prodotto in territorio azero, indipendentemente dallo specifico campo di produzione (delibera 12 settembre 2013, 384/2013/R/gas). Nel mese di ottobre 2013, dopo aver espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito alla conferma dell'esenzione rilasciata a favore di TAP AG (parere 28 ottobre 2013, 472/2013/I/gas), l'Autorità ha approvato la proposta di Codice tariffario della società TAP AG contemporaneamente alle Autorità nazionali di regolazione di Albania (ERE) e Grecia (RAE) (delibera 7 novembre 2013, 495/2013/R/gas).

Nel corso del mese di novembre è stata presentata dalla stessa società la proposta di *Regulatory Compliance Program*, così come stabilito dalla *Final Joint Opinion*. Tale programma contiene le misure per prevenire comportamenti discriminatori che la società TAP AG potrebbe avere in relazione ai partecipanti della prima *Booking Phase* del *market test* che non sono azionisti della medesima società. L'applicazione del programma è solo una delle condizioni richieste dalla *Final Joint Opinion* per evitare possibili conflitti d'interesse tra il TSO TAP AG e i suoi azionisti attivi nell'estrazione del gas nei giacimenti azeri. Infatti, la società TAP AG, pur avendo ottenuto l'esenzione dall'*ownership unbundling*, dovrà comunque essere certificata secondo il modello ITO prima della realizzazione del gasdotto TAP, e comunque non più tardi dell'1 gennaio 2018.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio

Mercato all'ingrosso del gas naturale

L'art. 30, della legge 23 luglio 1999, n. 99, ha previsto che la gestione economica del mercato del gas naturale sia affidata in esclusiva al Gestore del mercato elettrico (ora Gestore dei mercati energetici - GME) il quale assume la gestione delle offerte di acquisto e vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

Inoltre, il medesimo art. 30, della legge n. 99/09, prevede che la disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal GME, sia approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentite le competenti commissioni parlamentari e l'Autorità. Successivamente, l'art. 32, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11, ha previsto che il GME assumesse la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale, e che a tal fine l'Autorità fissasse le condizioni regolatorie atte a garantire al GME lo svolgimento di dette attività, ivi compresa quella di controparte centrale delle negoziazioni concluse dagli operatori sui predetti mercati, nonché la possibilità di operare come utente presso il PSV, con relativa titolarità di un conto sul PSV e come utente del mercato del bilanciamento del gas naturale.

Nel corso del 2013, l'Autorità è intervenuta nell'ambito del procedimento di definizione della disciplina del mercato del gas, esprimendo, con la delibera 10 gennaio 2013, 4/2013/I/gas, parere favorevole alla disciplina del mercato del gas predisposta dal GME. Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità ha definito i criteri per la gestione del rischio di controparte delle transazioni concluse presso la piattaforma del GME; ciò con riferimento sia alla determinazione delle garanzie richieste, sia agli strumenti attivabili ai fini della copertura dei debiti non coperti dalle medesime garanzie.

Con il decreto 6 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha approvato, ai sensi dell'art. 30, comma 1, della legge n. 99/09, la disciplina del mercato del gas naturale come integrata dal GME in esito al sopra richiamato parere dell'Autorità e al parere espresso dalle competenti commissioni parlamentari.

Pertanto, con la delibera 7 agosto 2013, 365/2013/R/gas, l'Autorità, al fine di completare la definizione delle condizioni regolatorie per lo svolgimento delle negoziazioni presso il mercato del gas naturale, ha approvato la convenzione tra il GME e Snam Rete Gas in base alla quale i medesimi soggetti si coordinano ai fini della registrazione delle transazioni effettuate presso il predetto mercato nell'ambito dei bilanci di trasporto. Con la medesima delibera ha, inoltre, confermato e integrato i criteri precedentemente espressi con la citata delibera 4/2013/I/gas, relativi alla gestione del rischio di controparte.

A seguito dell'emanazione della predetta delibera, il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 9 agosto 2013, ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato gestito dal GME.

Si segnala infine che, con la delibera 19 dicembre 2013, 616/2013/R/gas, l'Autorità ha confermato per l'anno 2014 la misura dei corrispettivi applicati dal GME per la partecipazione alle negoziazioni presso la piattaforma per il bilanciamento. Con la medesima delibera, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in relazione a modifiche della disciplina del mercato del gas predisposte dal GME.