

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- con la delibera 26 marzo 2015, 138/2015/rds, è stata approvata l'estensione della durata del progetto *Progettazione e sperimentazione su larga scala di un sistema decentralizzato per la gestione negoziata tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica - Smart Domo Grid (SDG)*;
- con la delibera 23 aprile 2015, 184/2015/rds, sono state approvate la rimodulazione dei costi e delle attività e l'estensione della durata del progetto *Innovative Silicon - Concentration Photovoltaic Module (iSi-CPV)*;
- con la delibera 4 giugno 2015, 267/2015/rds, l'Autorità ha proposto al Ministro dello sviluppo economico la revoca del contributo concesso per il progetto *Nuovi materiali e nuove tecnologie per un cogeneratore prototipo a combustione interna (MATEC)*. Il ministro ha accolto la proposta dell'Autorità con decreto 28 ottobre 2015;
- con la delibera 29 ottobre 2015, 506/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Utilizzo sinergico di corona pulsata e microonde per migliorare il rendimento di conversione in energia elettrica da pirogassificazione di biomasse (Develtar)* ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con la delibera 5 novembre 2015, 525/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Sidera trigenerazione ad alto rendimento (Star)* ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con la delibera 17 dicembre 2015, 624/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Mappatura 3D ad alta velocità dei sottoservizi e sistema automatico di posa cavi energia (Umals)* ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo.

Per effetto dei citati provvedimenti, nel corso del 2015 è stata disposta l'erogazione di contributi per circa 2 milioni di euro a favore degli assegnatari dei progetti Smartgen, ICT per DR, Develtar, Star e UMALS. Sono stati, infine, revocati finanziamenti pari a circa 1,2 milioni di euro relativamente al progetto MATEC.

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 2015 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 gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Con la delibera 26 novembre 2015, 566/2015/R/gas, l'Autorità ha adottato la decisione preliminare di certificazione di TAP AG, società incaricata della costruzione del nuovo gas interconnector tra Grecia, Albania e Italia, in qualità di gestore di trasporto indipendente del gas naturale; ciò sulla base di quanto previsto dalla Commissione europea nella decisione di esenzione del 16 maggio 2013 per il gasdotto TAP dalla disciplina di accesso di terzi, di regolazione tariffaria e di separazione proprietaria, di cui all'art. 9, comma 1, della direttiva 2009/73/CE. La suddetta decisione ha previsto che TAP AG sia certificata dalle rispettive Autorità di regolazione nazionali di ciascuno degli Stati membri attraversati dal gasdotto TAP, che le stesse verifichino la conformità, da parte di TAP AG, al modello del gestore di trasporto indipendente del gas naturale (modello ITO), previsto dal Capo IV della direttiva 2009/73/CE, ad eccezione di quanto previsto nell'art. 22 della medesima direttiva relativamente allo sviluppo della rete e ai poteri decisionali in materia di investimenti.

La decisione preliminare di certificazione adottata dall'Autorità,

congiuntamente ai regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha attestato, in primo luogo, il rispetto da parte di TAP AG dei requisiti previsti dal modello ITO, che allo stato attuale la società è in grado di soddisfare, non operando ancora come gestore di un sistema di trasporto, poiché l'infrastruttura ancora non esiste. La decisione preliminare di certificazione, inoltre, condiziona il rilascio della certificazione ad una serie di impegni forniti da TAP AG, volti a garantire il rispetto da parte di quest'ultima di tutti gli altri requisiti previsti dal modello ITO entro la data di inizio delle operazioni commerciali, data alla quale TAP AG comincerà a operare effettivamente come gestore di un sistema di trasporto del gas naturale. La decisione preliminare di certificazione, oggetto del provvedimento, è stata notificata alla Commissione europea per il rilascio del parere ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, parere che è stato pubblicato il 29 gennaio 2016.

L'Autorità procederà, nei termini previsti dal citato regolamento, all'adozione della decisione finale di certificazione.

Regolazione delle reti

Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel 2015 la disciplina del bilanciamento nazionale, così come delineata dalla delibera 14 aprile 2011, ARG/gas/45/11, e dalle successive sue implementazioni, ha subito la prima modifica significativa al fine di recepire il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014, che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'efficiente applicazione di tale regolamento nel contesto italiano, l'Autorità ha avviato una prima consultazione, con il documento 23 aprile 2015, 187/2015/R/gas, con cui il regolatore ha identificato, da un lato, gli elementi di continuità della disciplina nazionale rispetto al regolamento e, dall'altro, i principali aspetti di innovazione introdotti da quest'ultimo, prospettando le linee prioritarie dell'evoluzione, necessarie ai fini dell'implementazione del sistema.

Nell'ampio processo consultivo, avviato con il documento per la consultazione 187/2015/R/gas, si è inserito anche il documento per la consultazione 23 luglio 2015, 378/2015/R/gas, in cui sono state affrontate specificamente le possibili modalità di applicazione dell'art. 11 del regolamento stesso in materia di incentivi destinati al responsabile del bilanciamento, finalizzati ad una gestione efficiente del bilanciamento del gas. A tal fine, l'orientamento prospettato dall'Autorità prevedeva l'introduzione di un sistema di incentivazione (comprensivo anche di penalità, ossia di incentivi di valore negativo) basato su una serie di misurazioni dell'azione e delle performance del responsabile del bilanciamento. Al riguardo, nel documento sono state analizzate le possibili soluzioni per misurare dette prestazioni e sono stati identificati i valori di riferimento rispetto ai quali valutare le performance tecniche (accuratezza delle previsioni di equilibrio della rete) e quelle economiche (minimizzazione dei costi degli sbilanciamenti).

Inoltre, approvato come *addendum* al citato documento per la consultazione 378/2015/R/gas, il successivo documento per la consultazione 6 agosto 2015, 422/2015/R/

gas, ha espresso gli orientamenti dell'Autorità in merito alla richiesta di posticipo della piena implementazione del nuovo regime di bilanciamento, trasmessa da Snam Rete Gas. Tale richiesta è risultata in linea con le considerazioni contenute nei menzionati documenti per la consultazione 187/2015/R/gas e 378/2015/R/gas, che individuavano i requisiti necessari alla piena implementazione del nuovo regime, tra i quali, *in primis*, un periodo non inferiore a tre mesi per consentire agli utenti di ricevere e interpretare le informazioni trasmesse da Snam Rete Gas sullo stato di bilanciamento della rete prima del loro utilizzo ai fini del bilanciamento (periodo di "apprendimento").

Con la delibera 7 ottobre 2015, 470/2015/R/gas, l'Autorità ha accolto la richiesta di Snam Rete Gas di posticipare l'avvio del nuovo regime di bilanciamento, stabilendo di fissare con un successivo provvedimento la definizione del termine, in ogni caso non prima di tre mesi dal completamento delle attività necessarie per l'attuazione dello stesso, tenendo conto della preferenza espressa dagli operatori per l'avviamento nel periodo estivo e, comunque, non oltre il limite ultimo previsto dal regolamento dell'1 ottobre 2016.

Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas, che prevedono una trasposizione dei principi del regolamento in materia di azioni di bilanciamento a disposizione del responsabile del bilanciamento. Tali modifiche costituiscono la base per la futura definizione degli ulteriori aspetti di attuazione - in particolare, in merito al completamento del quadro regolatorio relativo al nuovo sistema di bilanciamento, ai meccanismi per assicurare sufficiente liquidità al mercato e al necessario periodo transitorio tra l'attuale regime e il nuovo - che verranno dettagliati con separati documenti, secondo una scaletta temporale delle attività necessarie all'implementazione del sistema, assicurando un efficace coordinamento di tutti i soggetti istituzionali coinvolti.

Disciplina del settlement

Con la delibera 9 giugno 2015, 276/2015/R/gas, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni urgenti in relazione agli esiti della prima sessione di aggiustamento dall'avvio della nuova disciplina del *settlement*, ossia della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento, disposta con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas. Al termine, dunque, della suddetta sessione di aggiustamento, avvenuta nel mese di maggio 2015, è stata rilevata una serie di anomalie, segnalate anche dagli operatori, che ha portato l'Autorità a sospendere il pagamento delle fatture emesse dal responsabile del bilanciamento, nonché il conteggio delle fatture stesse ai fini del calcolo dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti degli utenti

del bilanciamento, ed a prevedere l'applicazione da parte del responsabile del bilanciamento, nell'ambito delle sessioni di bilanciamento, del fattore di correzione annuale γ_A (che misura la differenza tra il quantitativo immesso al punto di riconsegna della rete di trasporto e il prelievo complessivo) con valore pari a zero.

Successivamente, con il documento per la consultazione 14 gennaio 2016, 12/2016/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti in merito alle possibili modifiche ed alle integrazioni della regolazione vigente in materia, prospettando alcuni indirizzi relativi all'algoritmo utilizzato nella sessione di aggiustamento e una serie di proposte integrative funzionali al perfezionamento della disciplina medesima.

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

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

Con la delibera 21 maggio 2015, 236/2015/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità per il 2012 per cinque imprese di distribuzione coinvolte negli eventi sismici del maggio 2012. Al fine di valutare le conseguenze degli effetti del terremoto, sono stati effettuati alcuni approfondimenti tecnici, con particolare riguardo alle dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi. Nello specifico, l'Autorità ha affidato al Politecnico di Milano un apposito studio finalizzato a determinare, tramite analisi statistica, la stima del numero di dispersioni imputabili al sisma e, di conseguenza, il numero di dispersioni che ogni impresa interessata avrebbe presumibilmente registrato nell'anno 2012 se non si fosse verificato il

sisma. Le dispersioni così determinate hanno costituito la base per la determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2012.

Con la delibera 21 gennaio 2016, 20/2016/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2013: complessivamente, sono stati erogati premi per 28 miliardi di euro e penalità per 4,5 miliardi di euro.

Per due imprese (Unigas Distribuzione, 2i Rete Gas) la determinazione dei premi e delle penalità dell'ambito coinvolto è stata rimandata ad un successivo provvedimento, poiché si è ritenuto necessario procedere ad un'audizione dinanzi al Collegio di questa Autorità. Per un'ulteriore impresa (EGEA - Ente Gestione Energia e Ambiente) si è reso indispensabile sospendere la determinazione dei premi e delle penalità per aver dichiarato di aver rendicontato in modo errato, a partire dall'anno 2008, le

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

dispersioni su segnalazione di terzi. La sospensione ha lo scopo di consentire la verifica degli impatti delle errate rendicontazioni in relazione ai periodi di regolazione 2009-2013 e 2014-2019, nonché di valutare i presupposti per l'avvio di un procedimento sanzionatorio.

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas per il periodo 2014-2019

Con la delibera 18 giugno 2015, 290/2015/R/gas, è stata completata la determinazione degli obiettivi annui di miglioramento relativi alla componente dispersioni, per il periodo 2014-2019, per alcuni impianti di distribuzione per i quali era stato disposto il rinvio con la delibera 30 ottobre 2014, 532/2014/R/gas, a causa della incompletezza e dell'incongruenza dei dati forniti. Con la medesima delibera, inoltre, sono stati determinati gli obiettivi annui di miglioramento 2014-2019 per gli impianti interessati dagli eventi sismici del 2012, per i quali la delibera 236/2015/R/gas ha aggiornato le dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi per l'anno 2012.

Con la delibera 18 febbraio 2016, 58/2016/E/gas, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici AGES, Asec, Aspm Soresina Servizi, C.I.ME., Sviluppo Energia, D.I.M. Gas, Garda Uno, Liguria Gas, Butan Gas, Metano Mobile, Multiservizi S.B. Unipersonale, Pasubio Group, Quattropetroli, Vergas, VUS GPL di adempiere agli obblighi di comunicazione dei dati della qualità del servizio di distribuzione del gas e dei dati di performance del servizio di misura del gas naturale relativi all'anno 2014. Gli obblighi di comunicazione previsti sono necessari per lo svolgimento della funzione di vigilanza da parte dell'Autorità, con particolare riguardo ai servizi di distribuzione del gas, di cui alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - RQDG 2014-2019* (delibera 20 febbraio 2014, 64/2014/R/gas).

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

Anche per l'anno 2015 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzate ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 26 febbraio 2015, 71/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è legato alla verifica del corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributtrice è sottoposta a verifica ispettiva.

Nel corso del 2015 e nei primi mesi del 2016, per violazioni in materia di servizio di pronto intervento, sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- delibera 4 dicembre 2015, 585/2015/S/gas, nei confronti di Garda Uno;
- delibera 17 dicembre 2015, 621/2015/S/gas, nei confronti di Olivii;
- delibera 14 gennaio 2016, 6/2016/S/gas, nei confronti di Alpigas;
- delibera 4 febbraio 2016, 36/2016/S/gas, nei confronti di EnerGas;
- delibera 11 febbraio 2016, 44/2016/S/gas, nei confronti di Verducci Distribuzione;
- delibera 18 febbraio 2016, 54/2016/S/gas, nei confronti di CDC.L. Centro Distribuzione Carburanti Lubrificanti di Marchetti & C.;
- delibera 18 febbraio 2016, 55/2016/S/gas, nei confronti di Ultragas;
- delibera 25 febbraio 2016, 64/2016/S/gas, nei confronti di Sinergas.

Con la delibera 14 maggio 2015, 219/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2014, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è quello di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG 2014-2019.

Con la delibera 16 luglio 2015, 346/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 ottobre 2015 – 30 settembre 2016, 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti delle imprese distributrici, avvalendosi della collaborazione dell'Azienda speciale Innovhub – Divisione Stazione Sperimentale per i Combustibili, con l'intento di accertare il rispetto delle normative tecniche e di legge per quanto concerne il potere calorifico superiore, la pressione di fornitura e il grado di odorizzazione del gas distribuito.

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Con la delibera 2 aprile 2015, 154/2015/R/gas, l'Autorità ha disposto l'avvio di un procedimento in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia 19 febbraio 2015, n. 509, per l'adozione di un provvedimento finalizzato a precisare i criteri funzionali all'individuazione dei soggetti direttamente allacciati alla rete di trasporto, per i quali le imprese di trasporto devono provvedere all'odorizzazione del gas ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083. Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 2 aprile 2015, 155/2015/R/gas, l'Autorità ha reso disponibili i propri orientamenti in materia di:

- criteri funzionali all'individuazione dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto per i quali le imprese di trasporto devono provvedere all'odorizzazione del gas fornito;
- previsione di un periodo transitorio che consenta alle imprese di trasporto di adeguarsi alle nuove disposizioni dell'Autorità.

Con la delibera 29 maggio 2015, 250/2015/R/gas, l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato con la summenzionata delibera 154/2015/R/gas, in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari per i clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas, in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 509/15. Nello specifico il provvedimento prevede:

- un cronoprogramma affinché le imprese di trasporto si adeguino alle disposizioni dell'Autorità entro il 31 gennaio 2017;
- che le imprese di trasporto adottino le soluzioni più efficienti per adempiere quanto disposto dalla legge n. 1083/71;
- che i codici ATECO, ai fini dell'odorizzazione del gas, non possano essere più utilizzati per i nuovi clienti finali attivati o per quelli riattivati in data successiva alla pubblicazione del suddetto provvedimento.

Con la delibera 25 giugno 2015, 299/2015/E/gas, l'Autorità ha concluso l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 17 aprile 2014, 175/2014/E/gas, a seguito dell'evento verificatosi il 20 marzo 2014 al gasdotto della rete di trasporto di gas naturale in località Serra Riccò (Genova), prevedendo, tra l'altro, di non adottare provvedimenti nei confronti degli operatori di rete coinvolti.

Con le delibere 17 dicembre 2015, 626/2015/R/gas, e 25 febbraio 2016, 69/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete della Società Gasdotti Italia e di Snam Rete Gas, che recepiscono le disposizioni contenute nei seguenti provvedimenti:

- delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, recante *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (RQTG 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*.

Gli aggiornamenti al Codice di rete hanno principalmente riguardato:

- la sicurezza del servizio: gestione delle emergenze di servizio, modalità di effettuazione del servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio e criteri per l'odorizzazione del gas naturale riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto;
- la continuità del servizio: monitoraggio della pressione di fornitura dei PDR gas e indennizzi automatici per il superamento, nei punti di riconsegna, del numero massimo annuo sia dei giorni di riduzione/interruzione della capacità sia di interruzioni della fornitura.

Infine, con la delibera 626/2015/R/gas l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete della Società Gasdotti Italia, che recepisce le disposizioni previste dalla delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, *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*.

I principali aggiornamenti al Codice di rete hanno riguardato:

- la sicurezza del servizio: standard di qualità e standard concernenti l'odorizzazione del biometano da immettere nelle reti del gas naturale;
- l'accesso alle reti: procedura per la richiesta di connessione alla rete, determinazione del contributo di connessione alla rete e indennizzi automatici;
- la misura del biometano immesso in rete: installazione e manutenzione dei sistemi di misura, raccolta, validazione e registrazione delle misure di quantità e di qualità del biometano immesso in rete.

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

Con le delibere 14 ottobre 2015, 485/2015/R/gas, e 29 ottobre 2015, 508/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di stoccaggio delle società Edison Stoccaggio e Stogit, in materia di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018.

I principali aggiornamenti ai Codici di stoccaggio delle suddette società hanno riguardato, in tema di sicurezza del servizio, la messa in protezione catodica efficace del 100% delle *flow line* di collegamento in acciaio, la telesorveglianza del 100% dei sistemi di protezione catodica protetti con impianti a corrente impressa e l'effettuazione dell'ispezione con frequenza triennale di ogni tratto di *flow line* di collegamento in

acciaio non protetto catodicamente tramite *pig* (ossia del dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte ovvero l'eventuale presenza di difetti fisici, quali cricche e riduzioni di spessore, mediante il suo passaggio al loro interno), ove tecnicamente possibile.

In materia di continuità del servizio, i principali aggiornamenti hanno riguardato l'introduzione di uno standard specifico, relativo al numero massimo di giorni di riduzione/interruzione della capacità a seguito di interventi non programmati.

Infine, in materia di qualità commerciale del servizio, le revisioni hanno riguardato l'introduzione di un nuovo standard specifico, relativo al tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento, e la modifica dell'ammontare dell'indennizzo automatico in caso di mancato rispetto degli standard specifici.

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 20 novembre 2015, 555/2015/R/gas, l'Autorità ha aggiornato alcune delle disposizioni contenute nella delibera 27 marzo 2014, 137/2014/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 i sistemi interconnessi.

Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 409/2015/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito ad una prima revisione dei criteri di conferimento della capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli

impianti di generazione elettrica, realizzando il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, sul modello di quelli adottati presso i punti di interconnessione con l'estero. Tale intervento di riforma, di tipo sperimentale (progetto pilota), si inserisce in un percorso di revisione più ampio che, inizialmente, ha riguardato gli impianti di generazione elettrica, i quali, oltre ad essere limitati nel numero, hanno evidenziato, anche per effetto del rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, maggiori criticità rispetto all'attuale regolazione con riferimento alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Con il successivo documento per la consultazione 11 dicembre 2015, 613/2015/R/gas, l'Autorità, oltre ad illustrare gli indirizzi finali in merito

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, ha espresso le proprie posizioni in merito alla gestione degli scostamenti tra le capacità conferite ed utilizzate presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri. La finalità perseguita è quella di introdurre modalità di gestione degli scostamenti coerenti con le attuali procedure di conferimento, che consentano agli utenti di prenotare prodotti di capacità di durata inferiore all'anno.

Infine, con il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 60/2016/R/gas, l'Autorità ha formulato i propri orientamenti per il completamento del 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). Il regolamento CMP definisce, infatti, 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. Le disposizioni prospettate nel citato documento si inseriscono in un più ampio percorso intrapreso dall'Autorità per la promozione di una sempre maggiore integrazione del mercato italiano con quelli confinanti.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nell'anno termico 2015-2016, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto, per il secondo anno, secondo criteri di mercato. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia ed in Europa, caratterizzata ancora una volta da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2015, 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 al gas estivo.

In questo contesto si è reso necessario, anche nel 2015, definire le modalità di funzionamento del meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio, derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. Ciò è avvenuto con la delibera 16 aprile 2015, 171/2015/R/gas; in particolare, è stato

rinnovato, anche per l'anno 2015, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici ed ambientali (CSEA) provvede a saldare mensilmente, a favore delle imprese di stoccaggio, la differenza tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari fissati dall'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2015 - 30 marzo 2016, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 19 giugno 2014, 295/2014/R/gas.

Con la delibera 29 febbraio 2016, 77/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2016-2017. Con il documento per la consultazione 28 gennaio 2016, 30/2016/R/gas, in anticipo rispetto alle disposizioni definite con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 febbraio 2016, l'Autorità aveva presentato i propri indirizzi per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio, definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

Anche per l'anno termico 2016-2017, l'intervento si è inserito in un contesto di mercato con differenziali stagionali di prezzo del gas che si pongono a livelli prossimi, quando non addirittura inferiori, ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio ed al suo utilizzo. Anche per il 2016, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono chiamati a presentare la propria offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- uno 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);
- l'altro 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 a seguito della scadenza (31 marzo 2016) dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti in virtù del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il menzionato

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

decreto del 25 febbraio 2016, nell'ambito del servizio uniforme, ha introdotto le seguenti novità:

- l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, volto a favorire l'importazione di nuovo GNL nel nostro Paese in estate, assicurando, a chi lo richieda, la capacità di stoccaggio necessaria a stoccare il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo;
- 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 ai sensi del predetto decreto ministeriale).

Infine, con le delibere 4 marzo 2016, 84/2016/R/gas e 85/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema e, dunque, non vengono pubblicati, come stabilito dal decreto 25 febbraio 2016. Allo stesso modo, con la delibera 24 marzo 2016, 135/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas, l'Autorità è intervenuta sulla disciplina relativa all'utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL ed alla risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali. Il provvedimento ha, dunque, introdotto alcuni aggiustamenti ritenuti opportuni alla luce dell'attuale contesto di mercato, caratterizzato da abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso tutti i terminali italiani, a fronte di un calo della domanda di gas in tutta Europa.

Con la delibera 22 ottobre 2015, 499/2015/R/gas, l'Autorità ha prorogato fino al 31 dicembre 2017 il periodo di sperimentazione, avviato con la delibera 7 novembre 2015, 502/2013/R/gas, per la fornitura di servizi di flessibilità da parte delle imprese di rigassificazione. In particolare, detti servizi consentono agli utenti di richiedere, con maggiore duttilità, modifiche del programma di rigassificazione. Con l'obiettivo poi di aumentare la flessibilità del sistema e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 febbraio 2016 ha introdotto, per la prima volta nel nostro Paese, la possibilità di conferire capacità di

rigassificazione attraverso procedure d'asta, con prezzo di riserva fissato dall'Autorità.

Approvazione ed aggiornamento dei Codici dei servizi

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

Nel corso del 2015 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 5 febbraio 2015, 36/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata all'avvio anticipato delle aste per il conferimento di capacità di trasporto pluriennale, in base a quanto previsto dal *Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM);
- con la delibera 5 febbraio 2015, 37/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni introdotte dalla delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas, in materia di organizzazione del sistema di garanzie a copertura delle partite economiche per il bilanciamento del gas naturale;
- con la delibera 19 febbraio 2015, 62/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di riforma del Codice di rete della società Snam Rete Gas, in materia di condizioni di accesso alla Rete nazionale dei gasdotti per l'impresa di rigassificazione che rinunci all'esenzione dall'accesso a terzi;
- con la delibera 24 settembre 2015, 448/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di adeguamento del Codice di rigassificazione della società GNL Italia all'art. 6, comma 3, della delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas, in materia di allocazione agli utenti dei quantitativi rigassificati;

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

- con la delibera 22 ottobre 2015, 495/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiustamento del Codice di rigassificazione per un intervento di manutenzione straordinaria del terminale.

Immissione di biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione

Con la delibera 7 maggio 2015, 210/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le prime direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nella reti di trasporto e di distribuzione

del gas naturale, nonché le modalità di prima attuazione nei casi di ritiro dedicato dei quantitativi di biometano da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE). La medesima delibera ha individuato, inoltre, nuovi obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione e delle altre imprese di trasporto, funzionali alle procedure del *settlement* del gas naturale ed alla redazione dei bilanci provvisori. Tale provvedimento, congiuntamente alla delibera 46/2015/R/gas, che approva le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione, fornisce un primo inquadramento organico della materia.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 14 ottobre 2015, 488/2015/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione ed 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

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito

Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione ed aggiornamento del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, finalizzata a garantire omogeneità nei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e ad evitare che differenze nei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano dipendere dalle condizioni specifiche

dei mercati finanziari, nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Nel documento per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione sia ai criteri per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, sia alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

L'Autorità ha così manifestato la propria intenzione di introdurre la nozione di periodo regolatorio del tasso di remunerazione, della

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

durata di sei anni, da intendersi come il periodo nel quale vigono i livelli dei parametri base del tasso di remunerazione del capitale investito validi per tutti i servizi regolati dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio D/E, di norma oggetto di valutazione e discussione in sede di revisione del periodo regolatorio tariffario.

Nel medesimo documento, sono stati delineati gli indirizzi sulle modalità da utilizzare per la stima dei singoli parametri necessari per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito e sulle ipotesi per il loro eventuale aggiornamento.

In linea generale, l'Autorità ha espresso la propria volontà di calcolare direttamente i valori reali del tasso di remunerazione del capitale proprio e del costo del debito, introducendo così una discontinuità rispetto all'approccio adottato nei precedenti periodi regolatori, in cui i rendimenti nominali del capitale proprio e del capitale di debito, successivamente ponderati e deflazionati, venivano determinati ed aggiornati su base biennale.

In particolare, ai fini del calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio, l'Autorità ha espresso l'intenzione di introdurre un addendo destinato a riflettere il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso, denominabile come premio per il rischio Paese (*Country Risk Premium* - CRP), e nel contestuale scorporo di tale elemento dalla componente RF, che esprime il tasso di rendimento di attività prive di rischio.

Per la definizione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, sono state ipotizzate due diverse alternative:

- un approccio *forward looking*, basato sui rendimenti spot, con fissazione del tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio ad un livello minimo, ma superiore a zero (0,5%, in considerazione degli arrotondamenti);
- un approccio che prevede di definire il tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio ad un livello ritenuto normale, come desumibile dagli andamenti dei mercati nell'Eurozona prima della crisi del 2008.

Anche per il calcolo del premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium* - ERP) sono state esaminate due diverse ipotesi:

- una prima opzione, coerente con le impostazioni adottate nei periodi regolatori precedenti, prevede che il premio per il rischio

mercato sia fissato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo e non dipenda dal livello del tasso di remunerazione delle attività prive di rischio utilizzato ai fini regolatori;

- una seconda opzione, in discontinuità con la prassi adottata nei precedenti periodi regolatori, si fonda sull'individuazione di un tasso di rendimento reale totale di mercato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo; partendo da questa impostazione, l'ERP viene determinato come differenza tra tale tasso e il tasso di rendimento delle attività prive di rischio assunto ai fini regolatori.

In merito al costo del debito, l'Autorità ha elaborato l'ipotesi di determinarlo come somma del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, di un CRP e di uno *spread* che riflette l'eventuale maggior rischiosità del debito delle imprese regolate rispetto ai titoli di Stato. Nel documento per la consultazione 275/2015/R/com, l'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di rivedere il livello di *gearing* (ossia del rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito), tenendo conto delle osservazioni dei livelli effettivi riscontrati tra le imprese regolate, nella prospettiva di un graduale riallineamento ai valori medi adottati dagli altri regolatori europei.

Nel medesimo documento, l'Autorità ha espresso l'intendimento di prevedere meccanismi di aggiornamento del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito. In particolare, per l'eventuale aggiornamento infra periodo del CRP, l'Autorità ha valutato due diverse modalità da applicare con cadenza biennale:

- l'applicazione di una logica di tipo *trigger*, ovvero di attivazione dell'aggiornamento solo a condizione che ricorrano determinati presupposti, prendendo a riferimento il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia;
- la previsione di un meccanismo di indicizzazione allo *spread* tra il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia e il tasso di rendimento del *bund* decennale tedesco.

Nel documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 509/2015/R/com, sono stati illustrati gli indirizzi finali dell'Autorità in merito ai criteri ai quali fare riferimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nonché alle tempistiche per

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati quindi approvati i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

L'Autorità ha ritenuto opportuno procedere ad una revisione delle modalità di determinazione del WACC, sulla base dell'impostazione generale illustrata in fase di consultazione, in ragione del fatto che il mutare del contesto dei mercati finanziari, che a partire dal 2008 hanno mostrato forti variabilità ed andamenti spesso non facilmente prevedibili, ha reso evidenti i limiti della metodologia precedentemente adottata, sviluppata in un contesto di stabilità dei mercati finanziari e coerente con un assetto dei mercati caratterizzato da una debole o scarsa correlazione tra l'ERP ed il livello dei tassi di interesse delle attività prive di rischio.

Il provvedimento in analisi, che ha fissato in sei anni (2016-2021) la durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (PWACC), ha definito i livelli dei parametri base del WACC validi per tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio D/E.

L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

Il livello del WACC è espresso, in termini reali e pre-tasse, come media ponderata di un tasso reale di rendimento del capitale proprio e di un costo del debito in termini reali, media alla quale viene aggiunto un fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali. Nel contesto della determinazione del WACC, le metodologie di determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continuano ad essere fondate sul *capital asset pricing model*.

Il tasso di rendimento delle attività prive di rischio è stato definito in termini reali, effettuando una stima del parametro in termini nominali e scorporando il tasso di inflazione in esso incorporato. Il parametro RF è stato stimato in termini nominali, secondo un approccio tendenzialmente *forward looking*, basato sui rendimenti spot; in particolare, il parametro è stato definito sulla base della

media dei tassi di rendimento dei titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale con *rating* almeno AA (Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania), rilevati nel periodo 1 ottobre 2014 - 30 settembre 2015, ed applicando un correttivo che consenta di determinare un tasso reale ad un livello minimo, ma superiore a zero. Su queste basi, il tasso RF reale per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari allo 0,5%.

Il valore dell'ERP per il primo triennio del PWACC è stato calcolato come differenza tra un tasso che esprime il *Total Market Return* (TMR) reale, definito sulla base di evidenze storiche di lungo periodo, ed il tasso RF reale, assunto ai fini regolatori. In occasione dell'aggiornamento del parametro, a metà del periodo regolatorio del WACC, è previsto che questo venga ricalcolato come differenza tra il TMR (che rimane costante per tutto il PWACC) ed il parametro RF aggiornato per il secondo triennio del PWACC, in modo tale da mantenere fisso il tasso di rendimento reale totale di mercato all'interno del periodo regolatorio. Tale previsione è stata adottata in discontinuità con la metodologia seguita nei precedenti periodi regolatori, che prevedeva di definire ad inizio periodo un valore di ERP, poi mantenuto costante nel corso del periodo di regolazione, e di procedere all'aggiornamento su base biennale del solo tasso RF.

Il TMR reale è stato calcolato sulla base di una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica dei tassi di rendimento nei Paesi con *rating* elevato, nel periodo 1900-2014, con peso pari al 20% alla media geometrica e all'80% alla media aritmetica. Su queste basi, l'ERP per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari al 5,5%, come differenza tra il TMR reale pari al 6,0% e il tasso RF assunto ai fini regolatori per il primo triennio del PWACC.

L'Autorità ha previsto che la stima del coefficiente β sia effettuata distintamente per singolo servizio infrastrutturale, in occasione dei singoli aggiornamenti tariffari di periodo, sulla base delle analisi dei dati relativi alle imprese dell'area euro operanti in Paesi con *rating* elevato, considerando anche le imprese che non svolgono in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo.

In coerenza con la proposta illustrata in fase di consultazione, nella formula per il calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio è stato introdotto un addendo, che riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso, identificabile come CRP, scorporando

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

contestualmente tale elemento dalla componente RF, che viene ricondotta a riferimenti più adeguati alla definizione di tasso di rendimento di attività prive di rischio. Il CRP per la definizione del tasso di remunerazione del capitale proprio è stato fissato pari all'1,0% per il triennio 2016-2018, sulla base delle stime derivanti da due approcci: il primo prevede di stimare il parametro come differenza tra i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* italiane ed i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* operanti in Paesi con *rating* elevato, mentre il secondo assume che il premio addizionale sia legato alle differenze nel grado di volatilità dei mercati azionari nazionali.

In relazione al costo del debito, l'Autorità ha previsto di determinare il livello di tale costo in termini reali, come somma del tasso RF di un CRP e di un premio per il rischio del debito (*Debt Risk Premium - DRP*).

Il CRP per la definizione del costo del debito è stato fissato pari a quello assunto per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio, mentre il DRP è stato fissato ad un livello pari allo 0,5% per tutto il PWACC, così da allineare i riconoscimenti del costo del debito ai livelli medi riscontrati dall'analisi dei dati effettivi, sulla base di un'apposita raccolta dati condotta nel mese di agosto-settembre 2015 presso un campione rappresentativo di imprese operanti nei diversi servizi infrastrutturali.

L'Autorità ha previsto di mantenere nel primo triennio del primo PWACC i livelli di *gearing* correnti e di procedere, in occasione dell'aggiornamento infra periodo per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico e del gas, ad un primo graduale aggiustamento (tenendo conto dell'impatto di tale modifica sul β *levered*) verso livelli più vicini - comunque non superiori allo 0,5% - a quelli adottati da altri regolatori europei. Ciò in ragione della necessità di considerare anche gli impatti intersettoriali ed in particolare, di evitare che si producano distorsioni nell'allocazione dei capitali tra i diversi settori.

In relazione alle tematiche ed ai parametri di natura fiscale, è stato previsto di sommare al WACC, basato su valori reali, un fattore correttivo che catturi gli effetti della tassazione sui profitti nominali, determinato in funzione del tasso di inflazione atteso per il primo triennio del primo PWACC (2016-2018). Il valore atteso di inflazione per il triennio 2016-2018 è stato fissato pari all'1,5%, facendo riferimento alle ultime stime della BCE disponibili al momento della determinazione tariffaria.

Il parametro T, che rappresenta l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, è stato definito pari al 34,4% per gli anni 2016-2018, sulla base di una valutazione del peso delle aliquote nominali dell'Ires e dell'Irap vigenti, rapportate alla medesima base imponibile, in ragione delle novità fiscali intervenute successivamente al 2011. Il parametro t_c , per il calcolo dello scudo fiscale degli interessi passivi, è stato confermato pari al 27,5%, non essendosi modificata l'aliquota nominale dell'imposta Ires nel periodo compreso tra il 2011 ed il 2015.

Come anticipato, l'Autorità ha previsto un aggiornamento infra periodo del tasso di remunerazione del capitale proprio, dopo il primo triennio del PWACC, in occasione del quale vengono rivisti:

- il livello del tasso RF e, conseguentemente, dell'ERP, stante l'approccio adottato che tiene fisso il rendimento totale di mercato;
- il livello del CRP;
- il livello del tasso d'inflazione utilizzato ai fini della determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali;
- il livello della tassazione, anche in relazione alle future riduzioni che potranno essere definite nell'ambito delle leggi di stabilità approvate annualmente.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso RF, è stata adottata una metodologia analoga a quella prevista per la fissazione dei livelli iniziali del medesimo parametro, con l'applicazione del medesimo correttivo in caso di tassi reali negativi; mentre per quanto riguarda l'aggiornamento del CRP, è stato definito un meccanismo *trigger*, che prevede una modifica del parametro su base triennale in funzione dell'andamento dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e *bund* decennale tedesco.

L'Autorità ha previsto, ai fini dell'aggiornamento del costo del debito, di applicare le medesime modalità adottate per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale proprio.

Con la delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021) ed, al fine di rendere coerenti le disposizioni vigenti per il settore del gas, ha modificato la disciplina relativa alla determinazione delle tariffe di rigassificazione

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

TAV. 3.1

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

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.

(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.

Fonte: AEEGSI.

(Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo di regolazione 2014-2017 - RTRG, Allegato A alla delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, come successivamente modificato ed integrato), di trasporto (Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 - RTTG, Allegato A alla delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas), di distribuzione (Regolazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - RTDG, Allegato A alla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, come successivamente modificato ed integrato) e di stoccaggio (Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 - RTSG, Allegato A alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10), con specifico riferimento alla modalità di determinazione ed aggiornamento del WACC.

È stato, altresì, definito il valore del WACC per i servizi infrastrutturali del settore gas, in coerenza con le disposizioni del TIWACC, considerando i valori dei parametri specifici relativi ai diversi servizi (coefficiente β e *gearing*) previsti dalle regolazioni tariffarie di tali servizi. In particolare, il WACC è stato fissato pari al 5,4% per il servizio di trasporto del gas e pari al 6,6% per il servizio di rigassificazione, per gli anni 2016-2017, pari al 6,5% per il servizio di stoccaggio, al 6,1% per il servizio di distribuzione del gas ed al 6,6% per il servizio di misura del gas, per gli anni 2016-2018.

La tavola 3.1 sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.

Tariffe di trasporto

L'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, con la delibera 4 dicembre 2015, 587/2015/R/gas, ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2016. Con la successiva delibera 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas per l'anno 2016. L'11 dicembre 2015 è stato, altresì, diffuso il documento per la consultazione 607/2015/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità in merito alla nuova disciplina delle tariffe di trasporto del gas naturale da applicare nel terzo periodo di regolazione, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 12 giugno 2015, n. 2888, che ha parzialmente annullato la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

GNL - Tariffe di rigassificazione

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, con la delibera 17 dicembre 2015, 625/2015/R/gas, l'Autorità ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2016. Nel medesimo provvedimento l'Autorità ha stabilito, con riferimento ai servizi marittimi, che, a partire dall'anno 2016, i corrispettivi per tali servizi siano definiti liberamente da parte delle singole imprese di rigassificazione.

3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

Tariffe di stoccaggio

Con la delibera 12 febbraio 2015, 51/2015/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio, ha approvato:

- i ricavi di riferimento d'impresa per il servizio di stoccaggio, di cui all'art. 14 della delibera ARG/gas 119/10, ed il relativo Allegato A (RTSG), presentati da Stogit per l'anno 2015;
- in via provvisoria, i ricavi di riferimento d'impresa di cui all'art. 14 della RTSG, presentati dalla società Edison Stoccaggio per l'anno 2015. L'approvazione in via provvisoria è stata resa necessaria per disporre di un valore di riferimento in tempo utile per l'assegnazione della capacità di stoccaggio, ferma restando la possibilità di rettificare o di confermare tale valore in seguito alla chiusura del procedimento avviato con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas;
- le percentuali di ripartizione dell'importo complessivo del contributo compensativo relativo all'anno 2014, approvato con la delibera 350/2013/R/gas, tra le Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio, sulla base delle capacità di stoccaggio offerte in conferimento, inclusa la capacità di stoccaggio strategico, per l'anno termico 2014-2015.

Con le delibere 26 febbraio 2015, 75/2015/R/gas, e 26 marzo 2015, 126/2015/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera 350/2013/R/gas, per gli approfondimenti necessari al riconoscimento dei costi incrementali, relativi agli anni 2010 e 2011, richiesti da Edison Stoccaggio. L'Autorità ha confermato i corrispettivi approvati con le delibere 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11, e 26 luglio 2012, 313/2012/R/gas, rispettivamente per gli anni 2012 e 2013, ed ha determinato in via definitiva la tariffa di stoccaggio di Edison Stoccaggio per l'anno 2014.

Con la delibera 23 dicembre 2015, 652/2015/R/gas, l'Autorità ha introdotto alcune disposizioni di salvaguardia per gli investimenti effettuati dalle imprese di stoccaggio entrati in esercizio nell'anno 2015; in particolare, prevedendo la possibilità, per le imprese di stoccaggio, di ottenere l'applicazione del meccanismo di incentivazione previsto dalla delibera ARG/gas 119/10, anche agli investimenti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2015, per una durata pari alla differenza tra il periodo indicato nel comma 11.3 dell'Allegato A alla citata delibera ed il periodo in cui tali investimenti hanno già

beneficiato del tasso di remunerazione addizionale come immobilizzazioni in corso ai sensi della previgente normativa tariffaria.

Con la delibera 28 gennaio 2016, 27/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato per Stogit, in via definitiva, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015 e, con la delibera 11 febbraio 2016, 46/2016/R/gas, i ricavi d'impresa in via provvisoria per il servizio di stoccaggio relativo all'anno 2016.

L'Autorità ha determinato d'ufficio ed in via definitiva, con la delibera 25 febbraio 2016, 66/2016/R/gas, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015 per Edison Stoccaggio, prevedendo, in particolare, 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.

Con la delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i meccanismi regolatori per lo sviluppo di investimenti con ulteriori prestazioni di capacità di punta di stoccaggio, dando attuazione a quanto previsto dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, nella legge 11 novembre 2014, n. 164. In particolare, sono state individuate misure asimmetriche volte a ridurre le barriere all'entrata a favore di nuovi soggetti. Il provvedimento si applica alla capacità di punta di erogazione ulteriore rispetto a quella già offerta per l'anno termico 2015-2016, per la quale sia stata presentata istanza all'Autorità entro il 30 settembre 2015, prevedendo l'esclusione degli investimenti la cui realizzazione è già prevista in forza di una legge ordinaria.

L'Autorità ha, infine, disposto, con la delibera 5 novembre 2015, 524/2015/R/gas, l'accoglimento dell'istanza presentata da Italgas Storage per l'ammissione al meccanismo di incentivazione allo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio, di cui alla delibera 182/2015/R/gas.

Tariffe per il servizio di distribuzione

La delibera 367/2014/R/gas ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di 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.

Il 13 marzo 2015 sono stati pubblicati nel sito internet dell'Autorità alcuni chiarimenti in merito all'applicazione della RTDG, a seguito della presentazione da parte delle associazioni delle imprese distributrici