CAPITOLO

4

**REGOLAZIONE
NEL SETTORE DEL GAS**

SETTORIALE

CAPITOLO 4

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Per la trattazione di questo argomento si rinvia a quanto esposto nel primo paragrafo del Capitolo 3 del presente Volume: la disciplina dell'unbundling funzionale illustrata in quella sede a proposito del settore elettrico riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto

Approvazione del programma di adempimenti predisposto da TAP AG secondo la decisione finale di certificazione della stessa in qualità di gestore di trasporto indipendente del gas naturale

Con la delibera 15 settembre 2020, 334/2020/R/gas, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha approvato il programma di adempimenti, presentato dalla società TAP AG secondo la decisione finale di certificazione della stessa in qualità di gestore di trasporto indipendente del gas naturale, nonché il candidato proposto al ruolo di responsabile della conformità.

La decisione finale di certificazione di TAP AG, adottata dall'Autorità congiuntamente con le autorità di regolazione greca (RAE) e albanese (ERE) con la delibera 7 aprile 2016, 172/2016/R/gas, ai sensi dell'art. 10 della direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009 e del paragrafo 4.5.2 della *Final Joint Opinion*, è basata, tra le altre motivazioni, su una serie di adempimenti posti a carico di TAP AG, volti a garantire progressivamente il rispetto da parte della società dei requisiti di indipendenza prescritti dal capo IV della direttiva menzionata, tra i quali rientrano il compito di aggiornare, entro la data di avvio delle operazioni commerciali, il programma di adempimenti, già approvato dall'Autorità con la delibera 13 febbraio 2014, 51/2014/R/gas, integrato con le misure poste a carico di TAP AG dalla medesima decisione di certificazione, nonché quello di nominare il nuovo responsabile della conformità.

Con la comunicazione dell'8 settembre 2020, TAP AG ha messo a disposizione dell'Autorità, di RAE ed ERE il nuovo programma di adempimenti e ha indicato il candidato al ruolo di responsabile della conformità.

Nel dettaglio, il programma di adempimenti inviato dalla società contiene, tra le altre, le previsioni adottate dal gestore per assicurare che sia esclusa la possibilità di comportamenti discriminatori, tra cui rilevano le misure per assicurare l'indipendenza del *management* e del personale della società nonché per assicurare il trattamento delle informazioni commercialmente sensibili; inoltre, tra le disposizioni del programma trasmesso viene anche citata la possibilità per la società di usufruire, in via eccezionale, motivata e temporanea, e previa comunicazione alle autorità di regolazione, di personale distaccato dai suoi azionisti che siano gestori di sistemi di trasporto del gas certificati.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS • Settoriale

Sulla base della documentazione fornita, dunque, l'Autorità, congiuntamente con ERE e RAE, con la citata delibera 334/2020/R/gas, ha ritenuto che il programma di adempimenti trasmesso sia conforme alle prescrizioni della decisione finale di certificazione di TAP AG e che il candidato al ruolo di responsabile della conformità indicato dalla società possieda i necessari requisiti di indipendenza e professionalità previsti dalla normativa in vigore. Inoltre, la previsione relativa al distacco del personale, in particolare, è stata ritenuta dalle tre Autorità non in contrasto con le finalità della decisione di certificazione né di quelle della direttiva 2009/73/CE, volte a evitare comportamenti discriminatori da parte del gestore, alla luce del fatto che gli azionisti che sono gestori certificati non detengono interessi nella produzione o nella fornitura.

Avvio di procedimento per la ricertificazione di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di sistema di trasporto di gas naturale

Con la delibera 22 dicembre 2020, 570/2020/R/gas, l'Autorità ha avviato, ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell'allegato A alla delibera 3 novembre 2011, ARG/com 153/11, un procedimento per la ricertificazione di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria.

Tale provvedimento è stato adottato a seguito delle comunicazioni all'Autorità da parte di Snam, controllante di entrambe le società, sull'avvio, tramite società separate, di una serie di iniziative di investimento che prevedono l'acquisizione, lo sviluppo e la conversione di infrastrutture di produzione di biogas e biometano, nonché ulteriori iniziative nello sviluppo del settore dell'idrogeno, anche attraverso lo studio di nuove tecnologie per la produzione, il trasporto e gli utilizzi dell'idrogeno quali il *power to gas*, e dell'efficienza energetica, attraverso l'offerta di riqualificazione energetica di impianti ed edifici.

Tali operazioni comunicate da Snam comportano una modifica dell'assetto preso a riferimento dall'Autorità ai fini delle decisioni di certificazione in regime di separazione proprietaria adottate per Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas assunte, rispettivamente, con le delibere 14 novembre 2013, 515/2013/R/gas, e 20 novembre 2018, 589/2018/R/gas; nell'ambito del procedimento avviato saranno, dunque, condotti tutti i necessari approfondimenti istruttori tesi ad accertare che, nonostante le predette variazioni, l'assetto del gestore e del gruppo societario di appartenenza e le attività da questi svolte continuino a essere compatibili con il quadro normativo di riferimento europeo e nazionale.

Regolazione delle reti e del sistema del gas

Servizi di bilanciamento

L'Autorità ha implementato, già a partire dall'ottobre 2016, un sistema di incentivazione, i cui parametri sono definiti nel Testo integrato del bilanciamento (TIB – allegato A alla delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas) e perio-

CAPITOLO 4

dicamente aggiornati, per incentivare il responsabile del bilanciamento (RdB), ossia Snam Rete Gas, ad adottare azioni di bilanciamento efficienti, favorendo così la liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine.

Con la delibera 18 febbraio 2020, 45/2020/R/gas, sono stati definiti i parametri numerici degli incentivi per il quarto periodo di incentivazione a partire dal 20 febbraio 2020, prevedendo l'integrazione del set di indicatori vigente nel terzo periodo con ulteriori due metriche (p4 e p5), volte a misurare, nel nuovo regime di *settlement*, l'efficienza dell'RdB nell'approvvigionamento del quantitativo di gas di sistema. Tale efficienza è misurata da:

- lo scarto tra i volumi approvvigionati e i volumi effettivamente necessari;
- l'anticipo, per quanto possibile, dell'acquisto dei volumi di gas da approvvigionare, sia in ragione della maggiore liquidità del mercato nel giorno-gas G-1 rispetto a quelle di fine giornata, sia al fine di minimizzare possibili interferenze con l'attività di bilanciamento nel giorno G.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 578/2020/R/gas, i parametri delle metriche p4 e p5 sono stati estesi a tutto il 2021.

Disciplina del *settlement*

Con la delibera 4 febbraio 2020, 28/2020/R/gas, sono state approvate ulteriori disposizioni in tema di conguaglio dei corrispettivi di scostamento per il periodo 2015-2019, funzionali, in esito alle sessioni di aggiustamento, alla corretta gestione del gas fuoriuscito dalla rete nei casi di emergenza di servizio della rete di distribuzione o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della medesima, garantendo che i corrispettivi di scostamento non trovino applicazione in relazione a tali quantitativi. Infatti, la regolazione in ambito del *settlement*, vigente nel summenzionato periodo, non prevede specifiche disposizioni circa il trattamento del gas in tal modo fuoriuscito, con la conseguenza che esso viene ricompreso nell'ambito della differenza tra i prelievi immessi al punto di riconsegna della rete di trasporto e quelli prelevati dai clienti allacciati alla rete di distribuzione (Δ^D) e, pertanto, la quota parte del Δ^D imputabile a dette fuoriuscite, sino al 31 dicembre 2019, deve essere ripartita fra gli utenti della distribuzione (UdD) e inclusa fra il gas che è consegnato dall'utente del bilanciamento (UdB) all'utente della distribuzione. Dal 1° gennaio 2020, invece, con la nuova disciplina del *settlement*, approvata con la delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas e successivamente integrata con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas, la quota parte del Δ^D causata dalle fuoriuscite sopra menzionate è attribuita al responsabile del bilanciamento.

L'applicazione dei corrispettivi anche agli scostamenti determinati dalla quota parte di Δ^D riconducibile alle predette fuoriuscite incontrollate dalla rete di distribuzione potrebbe effettivamente determinare, per gli UdB e gli UdD interessati, un onere economico sproporzionato, soprattutto se la fuoriuscita di gas è avvenuta per quantitativi rilevanti di materia prima. Si è quindi ritenuto necessario integrare in tal senso le disposizioni della delibera 5 aprile 2018, 223/2018/R/gas, ai fini del conguaglio dei corrispettivi di scostamento la cui applicazione si sia determinata a causa di prelievi dalla rete di trasporto conseguenti ai casi di cui sopra, demandando all'impresa di trasporto l'individuazione di modalità gestionali efficienti e idonee a garantire la semplicità amministrativa del processo.

Nel corso del 2020 è stata adottata una serie di provvedimenti funzionali all'applicazione della nuova disciplina del *settlement*. Con la delibera 27 maggio 2020, 181/2020/R/gas, l'Autorità, alla luce dello stato dell'arte delle

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS • Settoriale

attività di determinazione delle partite nell'ambito delle sessioni di bilanciamento, ha previsto alcuni interventi urgenti, tra i quali rilevano:

- con riferimento al bilancio definitivo del mese di gennaio 2020, l'approvazione di disposizioni che consentono a Snam Rete Gas, tramite procedure dedicate, di acquisire direttamente dalle imprese di distribuzione il prelievo giornaliero corretto dei punti di riconsegna della rete di distribuzione (PdR) esclusi dal Gestore del Sistema informativo integrato (SII), al fine della loro contabilizzazione nell'ambito del bilancio di trasporto; sono stati, altresì, disciplinati i relativi adempimenti nella responsabilità delle imprese di distribuzione e del Gestore del SII medesimo;
- il mandato a Snam Rete Gas e al Gestore del SII di coordinarsi al fine di:
 - proporre, per la verifica dell'Autorità, i criteri per l'individuazione di prelievi anomali, risultanti dalle elaborazioni delle misure trasmesse dalle imprese di distribuzione, con pubblicazione sui siti internet di entrambi;
 - definire le tempistiche di rielaborazione straordinaria dei bilanci da febbraio ad aprile 2020, prevedendo la comunicazione sia delle anomalie riscontrate alle imprese di distribuzione, agli UdD e agli UdB, sia delle modalità seguite per la loro correzione e inclusione nell'ambito dei dati aggregati necessari all'RdB per l'esecuzione della sessione di bilanciamento, dandone evidenza sui rispettivi siti internet per le parti di competenza;
- la definizione, con successivo provvedimento, di integrazioni alle disposizioni del *settlement* volte a disciplinare, nell'ambito delle ordinarie attività nella responsabilità del Gestore del SII, la comunicazione alle imprese di distribuzione, agli UdD e agli UdB delle anomalie rilevate ai fini della loro correzione.

Successivamente, con la delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas, sono state approvate le modifiche alla disciplina del *settlement* funzionali a dare attuazione all'intervento sopra richiamato a partire dal bilancio relativo al mese di maggio 2020. Inoltre, con lo scopo di rendere più agevoli a operatori e utenti le verifiche circa i prelievi di competenza, è stato previsto di:

- ampliare le informazioni rese loro disponibili dal Gestore del SII includendo i dati dei flussi di misura trasmessi alle imprese di distribuzione e dei prelievi relativi ai PdR di competenza, determinati a partire da tali flussi;
- precisare le modalità di segnalazione di eventuali errori e incompletezze rilevati nei dati di cui al precedente punto.

Infine, sono state ottimizzate le tempistiche delle attività funzionali alla definizione dei bilanci definitivi, ampliando quelle a disposizione delle imprese di distribuzione per la comunicazione delle rettifiche, mantenendo comunque scadenze di definizione dei medesimi bilanci, a valle delle osservazioni pervenute dagli UdB, allineate a quelle attuali.

Con la delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas, sono state approvate, tra l'altro, integrazioni alla delibera 17 luglio 2002, 137/02, in tema di corrispettivi di scostamento, con l'obiettivo di prevenirne l'eccessiva onerosità in caso di scostamenti ripetuti, in accoglimento delle segnalazioni pervenute, relative, da un lato, alle criticità derivanti dall'incremento del rischio per effetto dell'aumento del valore dei suddetti corrispettivi in applicazione della regolazione tariffaria di cui alla delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas, e, dall'altro, alle incertezze di stima delle capacità di trasporto da richiedere dovute a diversi fattori, tra i quali, non ultimi, i possibili effetti della pandemia di Covid-19. In particolare, è stato previsto che l'ammontare massimo dei corrispettivi di scostamento applicati a un utente presso un punto di riconsegna, con riferimento all'intero anno termico, non possa essere superiore a 1,1 volte l'ammontare annuale del corrispettivo unitario di capacità nel punto di riconsegna in cui avviene lo scostamento, moltiplicato per il massimo scostamento registrato nel medesimo punto nel corso dell'anno termico.

CAPITOLO 4

Ai sensi dell'art. 1, comma 1.4, dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A, tale disposizione non è stata sottoposta a consultazione preventiva per una incompatibilità di tempistiche, ma è stata comunque riconosciuta a tutti i soggetti interessati la possibilità di presentare osservazioni entro il 25 settembre 2020 ai sensi dell'art. 5, comma 5.2, del medesimo allegato.

Di conseguenza, con la delibera 3 dicembre 2020, 521/2020/R/gas, sono state approvate disposizioni in tema di corrispettivo di scostamento, facendo seguito alla succitata delibera 329/2020/R/gas. Nello specifico, è stato previsto:

- in merito alla richiesta di estendere la modifica introdotta con la delibera 329/2020/R/gas anche ai punti di riconsegna che alimentano impianti termoelettrici, in considerazione del fatto che tali punti sono soggetti a una disciplina propria sui conferimenti, maturata in esito a uno specifico processo di consultazione, di non accogliere l'istanza e rinviare a un eventuale distinto procedimento le valutazioni del caso;
- in relazione a quanto previsto al punto 3 della delibera 17 dicembre 2019, 538/2019/R/gas, di accogliere la richiesta di applicazione a tutto l'anno termico 2019-2020, alla luce degli esiti delle procedure di *settlement* del gas per i mesi di competenza;
- che le modalità operative di dettaglio utili all'applicazione di quanto approvato in tema di corrispettivi di scostamento con la delibera 329/2020/R/gas possano essere precisate e rese pubbliche dalle imprese di trasporto, coordinandosi per quanto necessario;
- in considerazione delle tempistiche con cui si palesano i corrispettivi di scostamento mensili, nonché in considerazione della data di pubblicazione del provvedimento in esame (che fa seguito, come detto, alla delibera 329/2020/R/gas), che ogni incremento di capacità richiesto – a partire dal mese di ottobre e fino al mese di dicembre compreso – venga considerato come capacità disponibile dal 1° ottobre 2020, anche ai fini del calcolo dei corrispettivi di scostamento.

Da ultimo, con la delibera 5 maggio 2020, 156/2020/R/gas, sono state fornite disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per la corresponsione a Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, di importi relativi agli esiti della quarta sessione di aggiustamento, effettuata ai sensi della delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas, concernente l'anno 2018; con la delibera 19 novembre 2020, 469/2020/R/gas, sono state, invece, approvate disposizioni riguardanti gli importi relativi agli esiti della quinta sessione di aggiustamento effettuata sempre ai sensi della predetta delibera 670/2017/R/gas.

Percorso applicativo finalizzato all'attuazione delle disposizioni in materia di prescrizione biennale

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 22 febbraio 2018, 97/2018/R/com, è stato pubblicato il documento per consultazione 8 settembre 2020, 330/2020/R/com, nel quale l'Autorità ha espresso i propri orientamenti rispetto ai profili che risultano rilevanti nei casi in cui la prescrizione a due anni abbia ricadute sui diversi operatori dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale ai fini del *settlement*. Il documento è incentrato su una soluzione semplificata che prevede di "compensare" il venditore, in qualità di utente della distribuzione, delle partite afferenti alla materia prima per le quali il medesimo venditore non ha potuto esercitare il proprio diritto di credito a fronte della prescrizione eccapita dal cliente finale nell'ambito del contratto di fornitura. Si rimanda, per maggiori dettagli in merito al contenuto generale del succitato documento, al paragrafo

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS • Settoriale

“Servizio di dispacciamento” del Capitolo 3, riguardante il settore elettrico, mentre di seguito si riporta una sintesi delle proposte per ciò che attiene al settore del gas.

Ai fini della determinazione e della gestione delle compensazioni da riconoscere agli utenti della distribuzione, il documento per la consultazione 330/2020/R/com si articola, analogamente a quanto prospettato per il settore elettrico, secondo due diverse e alternative modalità:

- in un’ottica di semplificazione dei processi, la prima opzione prevede che la compensazione sia riconosciuta direttamente all’utente della distribuzione, previa apposita richiesta, assorbendo l’eccezione della prescrizione nei confronti del proprio utente del bilanciamento, che rimarrebbe quindi del tutto estraneo al processo. In questo caso l’utente della distribuzione riceverebbe la compensazione da un Gestore della compensazione (CSEA), rimanendo però obbligato a riconoscere integralmente al proprio utente del bilanciamento il conguaglio delle partite economiche determinate in esito alle sessioni di *settlement*;
- la seconda opzione, invece, prospetta che la compensazione sia riconosciuta al soggetto a monte, ossia all’utente del bilanciamento, sempre dal Gestore della compensazione; tale soluzione richiederebbe, però, rispetto alla precedente, l’introduzione di ulteriori flussi informativi.

Il meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione presentato nel documento per la consultazione in analisi mira alla progressiva diminuzione dei conguagli derivanti da nuove misure e, a tendere, alla riduzione delle sessioni di aggiustamento, tramite l’introduzione di una forma di penalizzazione che spinga l’impresa di distribuzione a mettere in atto tutte quelle azioni utili ad anticipare nel tempo le rettifiche affinché vengano principalmente contabilizzate nell’ambito della sessione di aggiustamento annuale e sia, di conseguenza, minimizzata la correzione nell’ambito delle sessioni di aggiustamento pluriennale. Nello specifico, è stata proposta una penale da applicare ai quantitativi rettificati, nell’ambito della sessione di aggiustamento pluriennale, relativamente ai tre anni meno recenti; il valore della penale sarebbe determinato in funzione di un parametro che dovrebbe essere crescente con il ritardo di rettifica, quindi con il numero di anni che intercorrono tra quello di svolgimento della sessione e l’anno cui la rettifica si riferisce, pesando altresì l’entità dei volumi rettificati rispetto a quelli distribuiti. Ai fini della valorizzazione, è stato proposto di utilizzare un corrispettivo unitario che potrebbe essere calcolato, per esempio, come rapporto fra i costi riconosciuti in quota fissa per i servizi di distribuzione e di misura, determinati su base nazionale, e la media annuale dei volumi distribuiti su base nazionale negli ultimi quattro anni. Il valore finale della penalità applicata dovrebbe alimentare il conto istituito presso CSEA che quest’ultima, in qualità di Gestore della compensazione, utilizzerà ai fini dell’erogazione della compensazione derivante dall’eccezione della prescrizione da parte dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 23 giugno 2020, 231/2020/R/gas, l’Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione ERE (Albania) e RAE (Grecia), ha dato parere favorevole alla richiesta di prolungamento della scadenza del periodo di esenzione presentata da TAP AG. Il parere è stato trasmesso al Ministero dello sviluppo economico, che, per l’Italia, è l’autorità competente per il rilascio dell’esenzione. Il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) è parte del Corridoio meridionale del gas, che trasporta in Europa il gas naturale del giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan, attra-

CAPITOLO 4

verso il Nord della Grecia, l'Albania e il Mare Adriatico, prima di approdare nel Sud Italia, in Puglia. L'esenzione per il gasdotto TAP era stata rilasciata dal Ministero alla condizione che l'infrastruttura fosse stata operativa alla data del 31 dicembre 2020. La richiesta di TAP AG di posticipare quest'ultima scadenza (ferme tutte le altre condizioni, compresa la durata dell'esenzione, che rimane di 25 anni) è stata presentata in via prudenziale per tenere conto, tra gli altri aspetti, di possibili ritardi non prevedibili legati all'emergenza da Covid-19. La richiesta è stata successivamente ritirata dalla società poiché l'infrastruttura è diventata operativa entro i termini precedentemente stabiliti.

Sempre in riferimento al gasdotto TAP, con la delibera 10 novembre 2020, 453/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato la procedura di allocazione della capacità concorrente sui sistemi Snam e TAP, proposta congiuntamente da Snam Rete Gas e TAP AG. Con il medesimo provvedimento, è stata approvata la ripartizione di eventuali proventi di asta al punto di interconnessione di Melendugno. Ai sensi del regolamento (UE) 459/2017 (*Capacity Allocation Mechanism – CAM*) e del *TAP Network Code*, infatti, la società TAP AG è tenuta a trasmettere alle autorità una procedura di allocazione di "capacità concorrente". Questa tipologia di allocazione è necessaria quando la capacità in più punti di un sistema non può essere allocata indipendentemente a causa di vincoli fisici sulla rete. Il CAM prevede anche che la procedura di "capacità concorrente" sia concordata con i TSO (*Transmission System Operator*) coinvolti, nella fattispecie Snam e DESFA (TSO greco).

Con la delibera 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, l'Autorità ha definito le disposizioni relative alla disciplina del servizio di *default* di trasporto sulle reti regionali di trasporto a partire dal 1° ottobre 2020, a seguito del mancato svolgimento delle procedure per l'individuazione dei fornitori transitori.

Riforma della disciplina del conferimento di capacità

Con la delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato le disposizioni inerenti alla riforma dei conferimenti di capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto, compresi i relativi flussi informativi, fissando l'entrata in vigore al 1° ottobre 2020, in coerenza con l'adozione della riforma del *settlement* partita, come già ricordato, il 1° gennaio 2020. Con la delibera 1° aprile 2020, 110/2020/R/gas, si è ritenuto opportuno rinviare l'avvio della riforma al 1° ottobre 2021, anche in considerazione delle richieste pervenute in tal senso da operatori e da associazioni di categoria, nonché per tenere conto del fatto che l'emergenza sanitaria nazionale dovuta alla pandemia di Covid-19 ha inevitabilmente prodotto un rallentamento anche delle attività a carico dei soggetti regolati dall'Autorità.

Inoltre, il comma 6.6 della suddetta delibera 147/2019/R/gas assegnava dei compiti all'impresa maggiore di trasporto inerenti ad alcune valutazioni funzionali alla determinazione di tutti i parametri necessari all'implementazione della riforma. In adempimento di quanto anzidetto, l'impresa maggiore di trasporto ha pubblicato sul proprio sito e trasmesso all'Autorità, con comunicazione 13 marzo 2020, il documento "Riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto ai sensi della delibera 147/2019/R/gas", recante gli esiti delle valutazioni effettuate. Tale documento contiene una descrizione della metodologia adottata e un'analisi della base dei dati (consumo annuo, profilo di prelievo, tipologia di trattamento) funzionali al calcolo della capacità di ciascun PdR, nonché alcune ipotesi circa l'aggregazione per zone per il calcolo del parametro *zcg* e circa le condizioni climatiche convenzionali da considerare per la determinazione del parametro relativo al prelievo massimo (*Pmax*); tuttavia, si è ritenuto che il documento non riportasse pro-

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS • Settoriale

poste in merito alla soluzione ritenuta più efficiente né una valutazione degli effetti sulla capacità funzionale alla fornitura di ciascuna tipologia di cliente finale nelle varie ipotesi prese in considerazione. Pertanto, si è stabilito di ricondurre la conclusione delle valutazioni di cui al già citato comma 6.6 della delibera 147/2019/R/gas a un procedimento dell'Autorità, dando a tal fine mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale e al Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia, per le parti di rispettiva competenza, di dare corso agli adempimenti di carattere procedurale, istruttorio e organizzativo necessari a svolgere le attività a esso attinenti.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con la delibera 3 marzo 2020, 58/2020/R/gas, sono stati adottati alcuni correttivi alle formule con cui le imprese di stoccaggio calcolano i prezzi di riserva delle procedure competitive per il conferimento delle capacità di stoccaggio. In particolare, è stato aumentato il peso relativo delle quotazioni a termine dei prodotti quotati al PSV (Punto di scambio virtuale), rispetto a quello dei prodotti quotati al TTF (*Title Transfer Facility*), in ragione della loro aumentata rappresentatività.

Sempre in tema di offerta di capacità, ma di breve termine, con la delibera 23 giugno 2020, 232/2020/R/gas, sono state implementate le disposizioni della RTSG – la Regolazione tariffaria per il quinto periodo regolatorio 2020-2025 –, che prevede la possibilità che le imprese di stoccaggio rinuncino a una quota di ricavi garantiti beneficiando di un meccanismo incentivante potenziato rispetto a quello "ordinario". La delibera ha introdotto le necessarie modifiche al RAST (Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale, adottato con delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas) e ha identificato i ricavi cui applicare le percentuali di incentivazione potenziate prefissate, ovvero quelli relativi alla vendita dei servizi di stoccaggio di breve termine.

L'incentivazione alle imprese di stoccaggio è stata introdotta in via sperimentale già dal 2018, con l'obiettivo di favorire la messa a disposizione di capacità di breve termine e di servizi che consentano una maggiore flessibilizzazione delle prestazioni. I proventi derivanti dall'allocazione di tali capacità/servizi sono ripartiti pressoché equamente tra l'impresa e il sistema, garantendo la sostenibilità del meccanismo.

Infine, con la delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas, sono state implementate le disposizioni in materia di stoccaggio strategico previste dal decreto legge 16 luglio 2020, n. 76 (come convertito dalla legge 11 settembre 2020, n. 120), in materia di semplificazione. Nello specifico, è stato stabilito che gli oneri derivanti dalla disponibilità di stoccaggio strategico siano coperti mediante l'applicazione di una componente addizionale della tariffa di trasporto, superando così le complessità legate alla sottoscrizione di un contratto tra imprese di stoccaggio e utenti per la sola gestione degli importi dovuti a copertura degli oneri di stoccaggio strategico.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 24 marzo 2020, 85/2020/R/gas, l'Autorità ha modificato l'art. 5 del TIRG (Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto, adottato con delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas) disponendo l'anticipo del termine con il quale possano essere

CAPITOLO 4

definiti prodotti pluriennali di capacità per un efficiente utilizzo e accesso ai terminali di rigassificazione. Con il medesimo provvedimento l'Autorità ha, inoltre, avviato un procedimento in materia di accesso al servizio di rigassificazione finalizzato:

- all'estensione del periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali oltre il quindicesimo anno termico;
- all'introduzione di un prodotto di capacità di rigassificazione con opzione di rilascio o diritto di recesso e alle relative modalità di allocazione;
- alla revisione delle disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di cui all'art. 14 del TIRG, alla luce della possibilità di completa allocazione delle capacità di trasporto per periodi pluriennali;
- all'aggiornamento del prezzo di riserva per l'offerta di capacità per periodi pluriennali.

Con la delibera 5 maggio 2020, 157/2020/R/gas, l'Autorità ha disposto, in linea con quanto prospettato nella delibera 85/2020/R/gas, un aggiornamento dei criteri di determinazione dei prezzi di riserva delle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione, tenendo conto dei costi del servizio di rigassificazione presso i terminali europei e della stima di costo per l'accesso a capacità di rigassificazione di nuova realizzazione, coerentemente con gli obiettivi di minimizzazione degli oneri sostenuti dal sistema in applicazione del fattore di copertura dei ricavi e di promozione della liquidità del mercato del gas.

Con il documento per la consultazione 19 maggio 2020, 170/2020/R/gas, l'Autorità ha avviato il procedimento in materia di accesso al servizio di rigassificazione di cui alla delibera 85/2020/R/gas, prospettando:

- l'estensione del periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali fino al venticinquesimo anno;
- per la revisione delle disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di cui all'art. 14 del TIRG, l'introduzione di un meccanismo a soglie che preveda un incremento dell'anticipo con il quale l'utente procede al rilascio dello slot di scarica in funzione del numero di slot già precedentemente rilasciati;
- la possibilità, per i gestori dei terminali di rigassificazione, di offrire prodotti di capacità che consentono all'utente di decidere in un momento successivo al conferimento se utilizzare la capacità o meno, a fronte del pagamento di un premio (prodotto di capacità con opzione).

Con la delibera 30 giugno 2020, 246/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica del Regolamento della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), relativamente alle modalità con cui i soggetti aggiudicatari di capacità di rigassificazione, in esito alle procedure di conferimento presso il comparto OLT della PAR, effettuano la programmazione *post sessione* delle date di scarica degli slot.

Con la delibera 3 novembre 2020, 438/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta della società Terminale GNL Adriatico per la determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità in linea con quanto definito per il precedente anno termico e con le disposizioni in materia di cui all'art. 12 del TIRG.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 576/2020/R/gas, l'Autorità ha definito, nel rispetto di quanto prospettato nel documento per la consultazione 170/2020/R/gas, le modifiche del TIRG in materia di accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico, con particolare riferimento alla durata dei conferimenti e alle disposizioni relative al rilascio della capacità. Il provvedimento adotta, inoltre, disposizioni finalizzate all'applicazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'8 luglio 2020 in materia di conferimento della quota di capacità non oggetto di esenzione dei terminali di rigassificazione.

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

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

Nel corso del 2020, sono stati approvati e/o 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 21 gennaio 2020, 67/2020/R/gas, è stata approvata la proposta di Codice della società Ital Gas Storage, sito di stoccaggio localizzato presso il Comune di Cornegliano Laudense (Provincia di Lodi) entrato in esercizio commerciale il 29 dicembre 2018;
- con la delibera 3 marzo 2020, 55/2020/R/gas, è stata approvata la proposta di Codice della società Stogit che riguarda la revisione di alcune caratteristiche dei servizi base (andamento delle prestazioni di iniezione ed erogazione nel corso dell'anno termico) e altri processi operativo-gestionali delle capacità di stoccaggio (per esempio, criteri per la conferma della riformulazione del programma giornaliero);
- con la delibera 26 marzo 2020, 97/2020/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico, che introduce la possibilità di approdo e scarica di navi metaniere di maggiori dimensioni rispetto a quelle attualmente previste e aggiorna i livelli minimi di *rating* richiesti per l'accesso al servizio;
- con la delibera 14 aprile 2020, 129/2020/R/gas, sono state approvate le modifiche proposte da Snam Rete Gas finalizzate a introdurre un'opzione di anticipo delle attività di progettazione e ottenimento dei permessi per la realizzazione degli allacciamenti alla rete;
- con la delibera 12 maggio 2020, 164/2020/R/gas, sono state approvate le modifiche dei codici di rete proposte da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas, che aggiornano la specifica tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas naturale e nel biometano per l'immissione in rete;
- con la delibera 16 giugno 2020, 218/2020/R/gas, è stato approvato il Codice di rete del gasdotto di interconnessione TAP. Tale approvazione è giunta al termine di un processo pluriennale di interazione tra TAP AG e le tre autorità di regolazione ARERA, ERE (Albania), RAE (Grecia). Le condizioni stabilite nel Codice di rete di TAP si applicano in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti che acquisiscono capacità di trasporto sul gasdotto, inclusi quelli che dispongono della c.d. *initial capacity* (soggetta a esenzione);
- con la delibera 4 agosto 2020, 316/2020/R/gas, sono state approvate le proposte di modifica dei codici di rete delle società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia (SGI) in materia di garanzie finanziarie per il servizio di trasporto e, con riferimento alla sola Società Gasdotti Italia, anche relative alla risoluzione anticipata del contratto di trasporto in caso di mancato pagamento o perdita dei requisiti per l'accesso al servizio;
- con la delibera 4 agosto 2020, 317/2020/R/gas, è approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società GNL Italia, che recepisce le disposizioni della delibera 85/2020/R/gas che anticipano al secondo anno successivo a quello di conferimento l'inizio del periodo per il quale possono essere definiti prodotti pluriennali di capacità e introduce un corrispettivo per lo scambio di capacità tra utenti e GNL Italia differenziato in funzione dei mesi dell'anno termico oggetto dello scambio;
- con la delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, con applicazione a valere dall'anno termico 2020/2021, poiché funzionale al recepimento di quanto stabilito dalla delibera 114/2019/R/gas – con la quale l'Autorità ha definito

CAPITOLO 4

la regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas per il quinto periodo di regolazione (2020-2023) – in relazione al superamento del precedente assetto in cui erano definite, ai fini dell'applicazione di corrispettivi di trasporto, anche le aree di uscita dalla rete nazionale di gasdotti, ossia punti virtuali aggregati di più punti fisici di interconnessione tra la rete nazionale e la rete regionale di gasdotti;

- con la delibera 3 dicembre 2020, 521/2020/R/gas, sono state approvate proposte di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas ai sensi della già citata delibera 222/2020/R/gas; è stato in ogni caso ritenuto opportuno, in ragione delle criticità rilevate da utenti e operatori, e nelle more della conclusione degli approfondimenti in corso presso il Gestore del SII, nonché fino al momento in cui sarà introdotta una regolazione della qualità connessa al servizio reso dall'impresa di distribuzione nell'ambito delle procedure di *settlement*, completa di standard e di relativi indennizzi automatici, sospendere l'applicazione del corrispettivo richiesto da Snam Rete Gas per la rettifica dei dati anomali.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 1° dicembre 2020, 511/2020/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto del Ministro dello sviluppo economico del 30 settembre 2020, che istituisce un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntiva rispetto a quella derivante da contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica, nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo *in situ*.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, ha adottato il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG), al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore¹.

Il TIMMIG, tra le altre disposizioni, prevede che il Gestore dei mercati energetici (GME – incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas o SRG – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) invilino annualmente all'Autorità, per l'approvazione, il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

Con la delibera 21 aprile 2020, 134/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato, ai sensi dell'art. 10.3, lettera b, del TIMMIG, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel corso dell'anno 2019 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale.

Con la delibera 3 novembre 2020, 443/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato il preventivo dei costi per le attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale da parte del GME relative al 2021 e il preconsuntivo dei costi per le suddette attività eseguite nel 2020.

¹ Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda alla Relazione Annuale 2019.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS • Settoriale

Con la delibera 1° dicembre 2020, 510/2020/R/gas, sono stati approvati, ai sensi dell'art. 7.3 del TIMMG, i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2019 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale e i costi a preventivo per il 2021. Inoltre, l'Autorità ha aggiornato alcune tempistiche di approvazione previste dal TIMMG.

Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio e distribuzione

Qualità del servizio di trasporto del gas

A partire dal 1° gennaio 2020 sono entrati in vigore i criteri di Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo regolatorio 2020-2023 (RQTG 5PRT), approvati con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas. Rispetto a quanto in vigore fino al precedente periodo regolatorio, la RQTG prevede:

- l'introduzione di una più chiara distinzione tra le attività di sorveglianza e le attività di ispezione e una rimodulazione degli obblighi di frequenza minima per tali attività;
- l'introduzione dell'obbligo annuale di comunicazione del numero degli eventi che hanno dato luogo a rilascio di gas naturale in atmosfera e del volume complessivo rilasciato;
- la razionalizzazione delle disposizioni sull'allocazione dei costi e sulle responsabilità legate al servizio di trasporto alternativo mediante carro bombolaio;
- la riduzione della soglia di capacità conferita ai punti di riconsegna al di sopra della quale l'impresa di trasporto è tenuta a monitorare, con un sistema di rilevazione in continuo, il valore della pressione minima su base oraria;
- una semplificazione della regolazione sulla qualità commerciale, garantendo al contempo un miglioramento continuo delle prestazioni delle imprese di trasporto nei confronti degli utenti del servizio e dei clienti finali.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

A partire dal 1° gennaio 2020, sono entrati in vigore i criteri di Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS), approvati con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas. Tali criteri prevedono, in particolare, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla precedente regolazione:

- la distinzione tra attività di sorveglianza e attività di ispezione (invasiva e non invasiva) delle *flow line* di collegamento;
- l'introduzione di obblighi di installazione, con riferimento ai nuovi pozzi di stoccaggio, di valvole di sicurezza che non sia necessario rimuovere per consentire l'effettuazione di interventi manutentivi; relativamente ai pozzi già in esercizio, l'Autorità ha previsto che l'installazione di tali valvole sia contestuale alla realizzazione di altri interventi di manutenzione straordinaria e subordinata a un'analisi dei costi e dei benefici in termini di riduzione di emissioni di gas naturale;
- l'introduzione di un obbligo di comunicazione annuale del numero degli eventi che hanno dato luogo a emissioni di gas naturale in atmosfera;
- l'introduzione di una penalità per l'impresa di stoccaggio nel caso in cui le prestazioni (di erogazione o iniezione) messe a disposizione degli utenti risultino inferiori a quelle associate alle capacità conferite, in linea

CAPITOLO 4

con le curve prestazionali individuate con decreto del Ministero dello sviluppo economico ai sensi della normativa vigente;

- il rafforzamento e la razionalizzazione della regolazione sulla qualità commerciale; è, inoltre, confermato l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di pubblicare e rendere disponibili agli utenti del servizio il piano mensile degli interventi di manutenzione programmata, così come sono ribaditi gli altri obblighi informativi previsti dal RAST a beneficio degli utenti.

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

Con la delibera 11 febbraio 2020, 34/2020/R/gas, l'Autorità ha rideterminato per un'impresa distributrice i premi e le penalità, per l'anno 2014, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale; con la delibera 14 luglio 2020, 268/2020/R/gas, inoltre, l'Autorità ha corretto un errore materiale in relazione ai premi e alle penalità per l'anno 2016.

Con la delibera 17 marzo 2020, 65/2020/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità, per l'anno 2015, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per tre imprese, la cui determinazione era stata sospesa con la delibera 5 marzo 2019, 75/2019/R/gas.

Con la delibera 12 maggio 2020, 163/2020/R/gas, l'Autorità ha stabilito i premi e le penalità, per l'anno 2016, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per tutte le imprese distributrici, a eccezione di tre imprese per cui, invece, ha sospeso e rinviato il provvedimento. Una di queste ha richiesto di essere ascoltata in audizione finale; per le altre due, interessate dagli eventi sismici del 2016, la determinazione è stata sospesa per effettuare degli approfondimenti.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 567/2020/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai predetti recuperi di sicurezza per l'anno 2017. Il provvedimento ha stabilito di rinviare a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per due imprese e ha disposto il pagamento dei premi al netto dell'anticipazione già disciplinata con la delibera 4 agosto 2020, 309/2020/R/gas.

Quest'ultima ha previsto, come di consueto, nelle more delle conclusioni del procedimento relativo alla determinazione dei premi e delle penalità, al fine di evitare penalizzazioni finanziarie nei confronti delle imprese distributrici che hanno dato il proprio benessere rispetto ai risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2017, un'anticipazione nella misura pari all'80% in acconto dell'importo complessivo netto dei premi per il 2017 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità). Tali anticipazioni sono state corrisposte entro il mese di ottobre 2020.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2020-2025

Con la delibera 17 novembre 2020, 463/2020/R/gas, l'Autorità ha determinato i livelli di partenza e i livelli tendenziali, per gli anni 2020-2025, in materia di regolazione premi-penalità del servizio di distribuzione del gas naturale ai sensi dell'art. 42.6 della delibera 27 dicembre 2019, 569/2020/R/gas.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS • Settoriale

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

Anche per l'anno 2020 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzati ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 4 febbraio 2020, 27/2020/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di tre verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2018, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è accertare la corretta applicazione da parte delle imprese del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG.

Con la deliberazione 3 marzo 2020, 52/2020/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributtrice viene sottoposta a verifica ispettiva.

Infine, con la delibera 22 dicembre 2020, 573/2020/R/gas, l'Autorità ha intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas di comunicare i dati della sicurezza e continuità e della qualità commerciale, ai sensi degli artt. 28 e 64 della delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, relativi agli anni 2018 e 2019.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture

Tariffe per il servizio di trasporto

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG 5PRT), approvata con la delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Con la delibera 26 maggio 2020, 180/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi dell'allegato A alla citata delibera 114/2019/R/gas (RTTG 2020-2023), ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2021. Con la successiva delibera 29 dicembre 2020, 597/2020/R/gas, l'Autorità ha disposto modifiche alla RTTG in relazione ai criteri di determinazione e applicazione dei corrispettivi per il servizio di misura di cui alla RTTG 2020-2023, disponendo anche rettifiche ai corrispettivi già approvati per l'anno 2021.

Con la delibera 28 luglio 2020, 291/2020/R/gas, l'Autorità ha disposto un parziale riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per l'approvvigionamento di gas non contabilizzato (GNC) per gli anni 2018 e 2019, nei limiti in cui l'incremento del GNC riscontrato è derivato da interventi volti a migliorare la qualità e l'affidabilità della misura del gas in alcuni punti di entrata. La deliberazione ha, inoltre, disposto l'avvio di un procedimento per valutare la revisione dei criteri di riconoscimento del GNC per il periodo 2020-2023 (5PRT). Tale procedimento – nell'ambito del quale in data 3 novembre 2020 è stato pubblicato il documento per

CAPITOLO 4

la consultazione 437/2020/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità – si è concluso il 22 dicembre 2020 con la delibera 569/2020/R/gas, che ha disposto una revisione dei criteri di riconoscimento del GNC di cui alla RTTG 2020-2023, introducendo un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno.

GNL – Tariffe di rigassificazione

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTRG 5PR GNL), approvata con la delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

Con la delibera 18 febbraio 2020, 43/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie per l'anno 2020 presentate dalle imprese di rigassificazione, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL.

Con la delibera 23 giugno 2020, 229/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per il 2021, disponendo altresì il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi per il 2019.

Tariffe di stoccaggio

La Regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2025 (RTSG 5PRS), approvata con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas, è entrata in vigore il 1° gennaio 2020.

In data 21 luglio 2020, con la delibera 275/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 2020-2025, ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2021.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, è stata approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), in vigore nel triennio 2020-2022.

In materia di determinazioni tariffarie, sono state approvate le tariffe obbligatorie per il 2020 per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, e le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 70 della RTDG. Con il medesimo provvedimento, sono stati approvati per il 2020 anche gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, e l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni